



普通高等教育“十二五”规划教材（高职高专教育）

电力系统继电保护 及自动化

主 编	梁国艳	杨 捷	
副主编	廖青华	王丽君	马临超
编 写	万留杰		
主 审	沈诗佳		



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

前 言

为了体现高职高专教育对应用型人才的培养目标，适应电力系统继电保护与自动化技术的发展，使在校电力系统自动化专业及相关专业学生全面了解和掌握电力系统继电保护与自动化技术，编者根据多年的教学经验编写了此书。

本书共分 10 章。第 1 章简要介绍了电力系统继电保护的 task、继电保护的基本原理，对继电保护装置的基本要求以及继电保护技术发展概况；第 2 章主要介绍了低压线路的相间短路保护和接地保护；第 3 章介绍了输电线路的距离保护，尤其对各种阻抗继电器动作特性做了较详尽的介绍；第 4 章介绍了输电线路的差动保护和高频保护；第 5 章介绍了线路保护配置原则与应用实例；第 6 章结合现场的实际应用介绍了电力主设备继电保护，包括变压器保护、发电机保护、发电机—变压器组保护和母线保护；第 7 章介绍了微机保护的基础知识及在输电线路的应用；第 8 章介绍了变电站自动装置；第 9 章介绍了同步发电机的励磁调节与自动并列装置；第 10 章介绍了电力系统调度自动化和安全控制相关内容。

本书第 1、5、6 章由沈阳工程学院梁国艳编写，第 2、7 章由沈阳工程学院王丽君编写，第 3、4 章由河南机电高等专科学校杨捷编写，第 8 章由河南机电高等专科学校廖青华和马临超共同编写，第 9 章由马临超编写，第 10 章由廖青华编写。梁国艳进行全书的修改及定稿。河南机电高等专科学校万留杰参与了部分稿件的整理工作。本书由安徽电气工程职业技术学院沈诗佳主审，提出了宝贵的修改意见，在此表示衷心的感谢。

由于新技术的不断发展，加之作者水平有限，书中难免有错误和不足之处，恳请专家和读者批评指正。

编 者

2012 年 10 月

目 录

前言

第1章 电力系统继电保护概述	1
1.1 电力系统继电保护的任務	1
1.2 继电保护的基本原理、组成及分类	1
1.3 电力系统对继电保护的基本要求	4
1.4 继电保护工作特点	6
1.5 继电保护技术的发展	7
本章小结	10
思考题	10
第2章 电网的电流保护	11
2.1 单侧电源线路相间短路的电流保护	11
2.2 电网相间短路的方向电流保护	24
2.3 电网的接地保护	30
本章小结	41
思考题	41
第3章 电网的距离保护	44
3.1 距离保护基本原理	44
3.2 阻抗继电器分类与特性	46
3.3 阻抗继电器的接线方式	53
3.4 距离保护的振荡闭锁	57
3.5 距离保护的电压回路断线闭锁	65
3.6 影响距离保护正确工作的因素	68
3.7 距离保护的整定计算	75
3.8 对距离保护的评价及应用范围	79
本章小结	80
思考题	81
第4章 输电线路的全线速动保护	86
4.1 输电线路的纵联保护	86
4.2 输电线路的纵联差动保护	87
4.3 平行线路的横联差动保护	90
4.4 输电线路的高频保护	93
本章小结	100
思考题	101
第5章 线路保护配置原则与实例	102
5.1 线路保护配置原则	102

5.2 线路保护实例	109
本章小结.....	114
思考题.....	114
第6章 电力主设备继电保护	115
6.1 电力变压器保护	115
6.2 发电机保护	138
6.3 发电机—变压器组保护	166
6.4 母线保护	169
本章小结.....	180
思考题.....	181
第7章 微机继电保护	183
7.1 微机继电保护概述	183
7.2 微机继电保护的硬件系统	184
7.3 微机继电保护软件系统	197
7.4 220kV 输电线路微机保护举例	209
本章小结.....	217
思考题.....	218
第8章 变电站自动装置	219
8.1 输电线路的自动重合闸	219
8.2 备用电源自动投入装置(AAT)	236
8.3 按频率自动减负荷装置	242
8.4 变电站综合自动化的概述	249
本章小结.....	260
思考题.....	261
第9章 同步发电机的励磁调节系统与自动并列装置	263
9.1 同步发电机励磁调节系统概述	263
9.2 同步发电机励磁调节装置	270
9.3 励磁调节器静特性调整	280
9.4 同步发电机微机励磁调节装置的构成及特点	287
9.5 自动并列基本原理	293
9.6 自动准同步装置基本工作原理	299
本章小结.....	308
思考题.....	309
第10章 电力系统调度自动化和安全控制	311
10.1 电力系统调度自动化概述.....	311
10.2 电力系统的安全控制.....	314
本章小结.....	321
思考题.....	322
参考文献	323

第1章 电力系统继电保护概述

1.1 电力系统继电保护的任务

电力系统是由发电、输电、变电、配电和用电等环节组成的电能生产与消费系统，由发电机、变压器、输电线路以及负荷组成的总体构成。电力系统在运行中由于自然界雷击、倒塔、内部过电压或运行人员误操作等原因会造成故障和不正常运行状态。不正常运行状态是指电力系统中电气元件的正常工作遭到破坏，但没有发生故障的运行状态，如过负荷、过电压、频率降低、系统振荡等。故障主要包括各种类型的短路和断线，短路包括三相短路、两相短路、单相接地短路、两相接地短路、发电机和电动机以及变压器绕组间的匝间短路等；断线包括单相断线和两相断线等。其中最常见且最危险的是各种类型的短路，电力系统中的短路故障会产生如下后果。

(1) 故障点的电弧使故障设备损坏。

(2) 比正常工作电流大许多的短路电流产生热效应和电动力效应，使故障回路中的设备遭到损坏。

(3) 部分电力系统的电压大幅度下降，使用户的正常工作遭到破坏，影响产品质量。

(4) 破坏电力系统运行的稳定性，引起系统振荡，甚至使电力系统瓦解，造成大面积停电的恶性事故。

故障或不正常运行状态若不及时正确处理，都可能引发事故。事故是指对用户少送电或停止送电，电能质量降低到不能允许的程度，造成人身伤亡及电气设备损坏。

当发生故障时应采取措施尽快地将故障设备切除，以保证无故障部分继续运行，缩小事故范围和保证系统稳定运行。为了完成这个任务，就必须借助继电保护装置。而当电力系统出现不正常运行状态时，例如在有人值班的变电站的设备上发生过负荷，保护动作后仅发出信号即可。

继电保护装置就是能反应电力系统中电气元件发生故障或不正常运行状态，并动作于断路器跳闸或发出信号的一种自动装置。它的基本任务如下。

(1) 当电力系统中某电气元件发生故障时，能自动、迅速、有选择地将故障元件从电力系统中切除，避免故障元件继续遭到破坏，使非故障元件迅速恢复正常运行。

(2) 当系统中电气元件出现不正常运行状态时，能及时反应并根据运行维护的条件发出信号或跳闸。

1.2 继电保护的基本原理、组成及分类

1.2.1 继电保护装置的基本原理

为了完成继电保护的任務，继电保护首先必须能够区分正常运行、不正常运行和故障三种运行状态，找出发生故障和出现异常运行的电气元件。这需要根据电气元件在运行过程

中参数的变化来区别这些状态，也就是要找出这些参数在正常运行状态和不正常运行状态与故障时参数的差别，根据这些差别构成各种继电保护装置的原理。

图 1-1 所示为一单侧电源辐射网络在正常运行时，各变电站母线上的电压 \dot{U}_M 、 \dot{U}_N 、 \dot{U}_P 都在额定电压 $\pm(5\% \sim 10\%)$ 范围内变化，且靠近电源端母线上的电压略高；每条线路上都流过由它供电的负荷电流 I_L ，越靠近电源端，负荷电流越大。而电压与电流的比值 $Z_{L,M} = \dot{U}_M / \dot{I}_L$ 和 $Z_{L,N} = \dot{U}_N / \dot{I}_L$ 所反映的测量阻抗即为负荷阻抗。它是包括线路阻抗在内的负荷阻抗，其阻抗角一般为 20° 左右。当在 NP 线路发生三相短路（如图 1-2 所示），流过 MN、NP 上的电流由负荷电流上升为短路电流，母线 M、N 上的电压由额定电压降低为残压，而电压与电流的比值由负荷阻抗降低为由母线到短路点的线路阻抗。

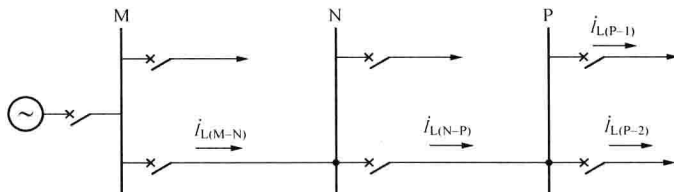


图 1-1 单侧电源辐射网正常运行

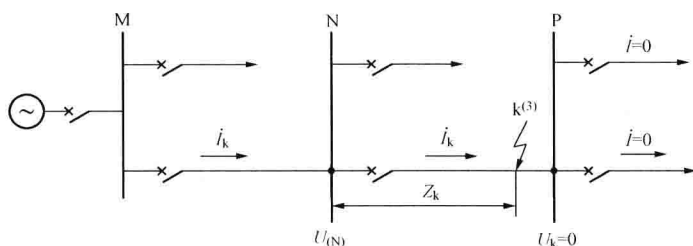


图 1-2 单侧电源辐射网发生三相短路时

由以上分析可知当线路发生故障时，电压、电流和阻抗等都要发生变化，根据参数的这些不同的变化即可构成各种继电保护的原理。如利用流过被保护元件中电流幅值的增大，可以构成过电流保护；利用短路时母线电压幅值的降低，可以构成低电压保护；利用短路时线路始端测量阻抗降低可构成距离保护；利用电压与电流之间的相位差的改变可构成方向保护。除此之外，根据线路内部和外部故障时，被保护元件两端电流相位或功率方向的差别，分别构成差动保护、相差高频保护和方向高频保护。当然还可以根据非电气量的变化来构成某些保护，如反应变压器油在故障时分解产生的气体而构成的气体保护等；原则上说，只要找出正常运行与故障时系统中电气量或非电气量的变化特征（差别），即可形成某种判据，从而构成某种原理的保护，且差别越明显，保护性能越好。

1.2.2 继电保护装置的组成

继电保护装置一般由测量元件、逻辑元件和执行元件三部分组成，如图 1-3 所示。



图 1-3 继电保护装置基本组成框图

1. 测量元件

测量元件的作用是，测量从被保护对象输入的有关物理量（如电流、电压、阻抗、功率方向等），并与已给定的整定值进行比较，根据比较结果给出“是”、“非”、“大于”、“不大于”等具有“0”或“1”性质的一组逻辑信号，从而判断保护是否应该起动。根据需要继电保护装置往往有一个或多个测量元件，如构成过电流保护中的测量元件为电流继电器，构成低电压保护中的测量元件为低电压继电器，构成方向保护中的测量元件为电流继电器和功率方向继电器等。

2. 逻辑元件

逻辑元件的作用是，根据测量部分输出量的大小、性质、输出的逻辑状态、出现的顺序或它们的组合，使保护装置按一定逻辑关系工作，最后确定是否应跳闸或发信号，并将有关命令传给执行元件。

3. 执行元件

执行元件的作用是，根据逻辑元件传送的信号，最后完成保护装置所担负的任务。例如，故障时跳闸，不正常运行时发信号，正常运行时不动作。

现以图 1-4 所示的过电流保护原理示意图为例，说明保护装置的组成及其工作过程，用以建立保护的初步概念。当线路上 k 点发生短路时，线路中电流由负荷电流突然增大到短路电流，通过电流互感器 TA 反应到二次侧并流过继电器 KA，当流入继电器的电流大于其整定值时，继电器动合触点闭合，起动时间继电器 KT，经预定的延时，时间继电器的触点闭合起动中间继电器 KM，中间继电器触点瞬时闭合接通断路器的跳闸线圈 YR 回路，在电磁力的作用下使脱扣机构释放，由断路器操作机构将断路器 QF 跳开。

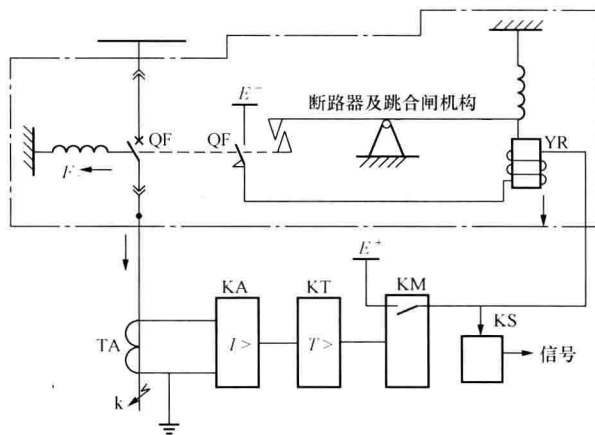


图 1-4 过电流保护原理示意图

1.2.3 继电保护装置的分类

继电保护装置按其被保护对象、保护原理、反应故障的类型、保护所起的作用，有不同的分类方法。

(1) 按被保护的對象分类：输电线路保护、发电机保护、变压器保护、母线保护等。

(2) 按保护原理分类：电流保护、电压保护、距离保护、差动保护、方向保护、零序保护等。

(3) 按保护所反应故障类型分类：相间短路保护、接地故障保护、匝间短路保护、断线保护、失步保护、失磁保护及过励磁保护等。

(4) 按继电保护装置的实现技术分类：机电型保护（如电磁型保护和感应型保护）、整流型保护、晶体管型保护、集成电路型保护及微机型保护等。

(5) 按保护所起的作用分类：主保护、后备保护、辅助保护等。

主保护是指满足系统稳定和设备安全要求，能以最快速度有选择地切除被保护元件故障的保护。

后备保护是指当主保护或断路器拒动时用来切除故障的保护。后备保护又分为远后备保护和近后备保护两种。远后备保护是指当主保护或断路器拒动时，由相邻电力设备或线路的保护来实现的后备保护。近后备保护是指当主保护拒动时，由本电力设备或线路的另一套保护来实现后备的保护。

辅助保护是为补充主保护和后备保护的性能或当主保护和后备保护退出运行而增设的简单保护。

主保护及后备保护之间的配合关系如图 1-5 所示。

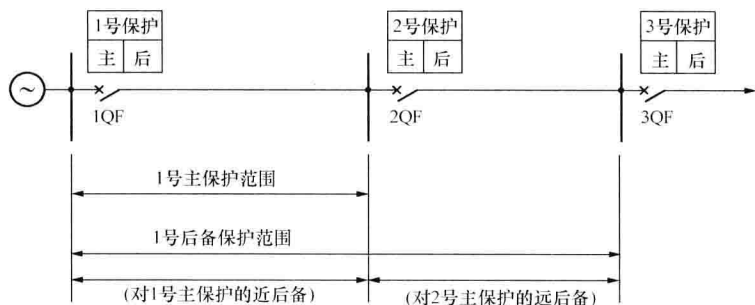


图 1-5 主保护、后备保护之间的配合关系图

1.3 电力系统对继电保护的基本要求

电网对继电保护的基本要求是满足可靠性、选择性、快速性、灵敏性，即通常所说的“四性”，这些要求之间，有的相辅相成，有的相互制约，需要对不同的使用条件分别进行协调。

1.3.1 可靠性

可靠性是对继电保护最基本的性能要求，它又可分为可信赖性和安全性两个方面。可信赖性要求继电保护在异常或故障情况下，能准确地完成设计所要求的动作，即在保护范围内发生了应该动作的故障时可靠动作，不发生拒动；安全性要求继电保护在非设计所要求动作的所有情况下，能够可靠地不动作，即不发生误动作。

安全性和可信赖性主要取决于继电保护装置的设计、制造、安装、运行和维护水平。一般来说保护装置组成元件质量越高、回路越简单，保护的工作就越可靠。同时正确的安装、调试、良好的运行维护和丰富的运行经验，对提高保护的可靠性具有非常重要的作用。

简单说就是该动则动，不该动则不动，即不拒动也不误动。

1.3.2 选择性

选择性是指电力系统发生故障时,保护装置仅将故障元件切除,而使非故障元件仍能正常运行,以尽量缩小停电范围的一种性能。

下面以图1-6为例,来说明选择性的概念。

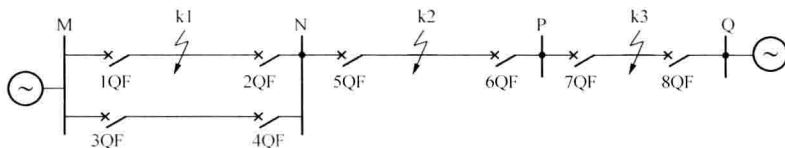


图 1-6 保护动作选择性的说明

在图1-6所示的网络中,当k1短路时,应该由距故障点最近的保护1、2动作,跳开1QF、2QF,这样既切除了故障线路,又使停电范围最小,因此说此时保护1、2动作是有选择性的动作,也就是满足了选择性的要求。

同理当k2短路时,保护5、6动作跳开5QF、6QF;当k3短路时,保护7、8动作跳开7QF、8QF,都是有选择性的动作。若当k3短路时,7QF拒动,保护5动作跳开5QF将故障切除,那么此时停电范围扩大了。但是如果保护5不动作跳闸,那么故障线路就无法切除,因此,此时保护5的动作也是有选择性动作,只不过是保护5作了保护7的远后备保护而已。若保护7和7QF正确动作于跳闸同时,保护5也动作跳开5QF,则保护5的动作就是非选择性动作,也习惯称为越级跳闸。

1.3.3 速动性

速动性是指保护快速切除故障的性能,即继电保护应以允许的可能最快的速度动作于断路器跳闸,以断开故障或终止异常状态的发展。继电保护快速动作可以减轻故障元件的损坏程度,提高线路故障后自动重合闸的成功率,并特别有利于故障后的电力系统同步运行的稳定性。快速切除线路和母线的短路故障,是提高电力系统暂态稳定的最重要手段。

继电保护在满足选择性的条件下,应尽量加快动作时间和缩短时间级差。可以针对不同的保护配合关系和选用的时间元件性能,选取不同的时间级差。

故障切除时间包括继电保护动作时间和断路器的跳闸时间。一般的快速保护动作时间为0.06~0.12s,最快的可达0.01~0.04s;一般的断路器的动作时间为0.06~0.15s,最快的可达0.02~0.06s。所以最快的故障切除时间大约为0.03~0.10s。

1.3.4 灵敏性

灵敏性是指在规定的保护范围内,保护对故障情况的反应能力。满足灵敏性要求的保护装置应在区内故障时,不论短路点的位置与短路的类型如何,都能灵敏地、正确地反应出来。

通常,灵敏性用灵敏系数来衡量,并表示为 K_{sen} ,也称为灵敏度。任何继电保护装置对规定的保护区内短路故障,都必须具有一定的灵敏度,以保证在考虑了短路电流计算、保护动作值整定实验等误差后,在最不利于保护动作的条件下仍能可靠动作。

在计算保护的灵敏系数时,可按如下原则考虑。

- (1) 在可能的运行方式下,选择最不利于保护动作的运行方式。
- (2) 在所保护的短路类型中,选择最不利于保护动作的短路类型。
- (3) 在保护区内选择最不利于保护动作的那点作为灵敏度校验点(计算 K_{sen} 所选的短

路点)。

在进行继电保护整定计算和灵敏度校验时,常用到最大运行方式和最小运行方式。所谓最大运行方式是指流过保护装置的短路电流为最大的运行方式;所谓最小运行方式是指流过保护装置的短路电流为最小的运行方式。

反应故障参数上升的保护装置,其灵敏系数校验公式为

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{k \cdot \min}}{I_{\text{op}}} \quad (1-1)$$

式中 $I_{k \cdot \min}$ ——保护区末端金属性短路时故障参数的最小计算值;

I_{op} ——保护装置的动作参数。

反应故障参数降低的保护装置,其灵敏系数校验公式为

$$K_{\text{sen}} = \frac{U_{\text{op}}}{U_{k \cdot \max}} \quad (1-2)$$

式中 $U_{k \cdot \max}$ ——保护区末端金属性短路时故障参数的最大计算值;

U_{op} ——保护装置的动作参数。

在 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中,对各类保护的灵敏系数 K_{sen} 的要求都作了具体规定,在具体装置的灵敏度校验时可按照规程规定的灵敏系数来校验。

上述四项基本要求是评价、选用、研制保护的主要依据。在处理实际问题时,往往满足了选择性就会牺牲速动性。在另外一些情况下,满足了选择性的要求,又往往需要适当地降低灵敏性。总之,这四项基本要求是互相联系而又互相矛盾的,故在选用、设计保护装置时,应从全局出发,统一考虑,在保证选择性的前提下要尽量缩短动作时间。而在有些情况下,若要保证选择性要求,可能使切除故障时间延长,影响整个系统并列运行的稳定性,这时就要牺牲部分选择性以确保系统稳定运行,然后再采用重合闸等措施来予以补救。

从一个保护设计与运行的角度上看,很难同时很好地满足这四项基本要求。因此在实际中,对一套继电保护的设计和评价往往是结合具体情况,协调处理各个性能之间的关系,取得合理统一,达到保证电力系统安全运行的目的。

1.4 继电保护工作特点

继电保护在电力系统中的作用极其重要,其任务完成的好坏,除装置本身性能之外,还依赖于继电保护工作者的水平和工作能力以及工作责任心,因此继电保护工作者要充分了解继电保护工作特点。

(1) 电力系统是由很多复杂的一次主设备和二次保护,控制、调节、信号等辅助设备组成的一个有机的整体。因为每个设备都有其特有的运行特性,因此,任一设备的故障都将立即引起系统正常运行状态的改变或破坏,给其他设备以及整个系统造成不同程度的影响。因此,继电保护的工作牵涉到每个电气主设备和二次辅助设备。这就要求继电保护工作者对所有这些设备的工作原理、性能、参数计算和故障状态的分析等有深刻的理解,还要有广泛的生产运行知识。此外对于整个电力系统的规划设计原则、运行方式制订的依据、电压及频率调节的理论、潮流及稳定计算的方法以及经济调度、安全控制原理和方法等都要有清楚的概

念。对于初学这门课程的学生,要求首先熟悉掌握电工原理、电机学及相关课程讲授的主要内容。

(2) 电力系统继电保护是一门综合性的科学,它莫基于理论电工、电机学和电力系统分析等基础理论,还与电子技术、通信技术、计算机技术和信息科学等新理论、新技术有着密切的关系。纵观继电保护技术的发展史,可以看到电力系统通信技术上的每一个重大进展都导致了一种新保护原理的出现(例如高频保护和微波保护等),每一种新电子元件的出现也都引起了继电保护装置的革命。由机电式继电器发展到晶体管保护装置、集成电路式保护装置、微机保护装置。由此可见,继电保护工作者应密切注意相邻学科中新理论、新技术、新材料的发展情况,积极而慎重地运用各种新技术成果,不断发展继电保护的理論,提高其技术水平和可靠性指标,改善保护装置的性能,以保证电力系统的安全运行。

(3) 继电保护是一门理论和实践并重的学科。为掌握继电保护装置的性能及其在电力系统故障时的动作行为,既需运用所学课程的理论知识对系统故障情况和保护装置动作行为进行分析,还需对继电保护装置进行实验室试验、在电力系统动态模型上试验、现场人工故障试验以及在现场条件下的试运行。仅有理论分析不能认为对保护性能的了解是充分的,只有经过各种严格的试验,试验结果和理论分析基本一致,并满足预定的要求,才能在实践中采用。因此,要搞好继电保护工作不仅要善于对复杂的系统运行和保护性能问题进行理论分析,还必须掌握科学的实验技术,尤其是在现场条件下进行调试和实验的技术。

(4) 继电保护的工作稍有差错,就可能对电力系统的运行造成严重的影响,给国民经济和人民生活带来不可估量的损失。这就要求继电保护工作者具有高度的责任感,严谨细致的工作作风和较强的技术能力。此外,还要求他们有合作精神,主动配合各规划、设计和运行部门分析研究电力系统发展和运行情况,了解对继电保护的要求,以便及时采取应有的措施,确保继电保护满足电力系统安全运行的要求。

1.5 继电保护技术的发展

1.5.1 继电保护发展现状

电力系统的飞速发展对继电保护不断提出新的要求,电子技术、计算机技术与通信技术的飞速发展又为继电保护技术的发展不断地注入了新的活力,因此,继电保护技术得天独厚,在40余年的时间里完成了发展的四个历史阶段。

新中国成立后,我国继电保护学科、继电保护设计、继电器制造工业和继电保护技术队伍从无到有,在大约10年的时间里走过了先进国家半个世纪走过的道路。20世纪50年代,我国工程技术人员创造性地吸收、消化、掌握了国外先进的继电保护设备性能和运行技术,建成了一支具有深厚继电保护理论造诣和丰富运行经验的继电保护技术队伍,对全国继电保护技术队伍的建立和成长起了指导作用。阿城继电器厂引进消化了当时国外先进的继电器制造技术,建立了我国自己的继电器制造业。因而在20世纪60年代我国已建成了继电保护研究、设计、制造、运行和教学的完整体系。这是机电式继电保护繁荣的时代,为我国继电保护技术的发展奠定了坚实基础。

自20世纪50年代末,晶体管继电保护已开始研究。60年代到80年代是晶体管继电保护蓬勃发展和广泛采用的时代。其中天津大学与南京电力自动化设备厂合作研究的500kV

晶体管方向高频保护和南京电力自动化研究院研制的晶体管高频闭锁距离保护,运行于葛洲坝 500kV 线路上,结束了 500kV 线路保护完全依靠从国外进口的时代。

在此期间,从 20 世纪 70 年代中期,基于集成运算放大器的集成电路保护已开始研究;到 80 年代末集成电路保护已形成完整系列,逐渐取代晶体管保护;到 90 年代初集成电路保护的研制、生产、应用仍处于主导地位,这是集成电路保护时代。

我国从 20 世纪 70 年代末即已开始了计算机继电保护的研究,高等院校和科研院所起着先导的作用,相继研制了不同原理、不同型式的微机保护装置。1984 年原华北电力学院研制的输电线路微机保护装置首先通过鉴定,并在系统中获得应用,揭开了我国继电保护发展史上新的一页,为微机保护的推广开辟了道路。在主设备保护方面,东南大学和华中理工大学研制的发电机失磁保护、发电机保护和发电机变压器组保护也相继于 1989、1994 年通过鉴定,投入运行。至此,不同原理、不同机型的微机线路和主设备保护各具特色,为电力系统提供了一批新一代性能优良、功能齐全、工作可靠的继电保护装置。随着微机保护装置的研究,在微机保护软件、算法等方面也取得了很多理论成果。可以说从 20 世纪 90 年代开始我国继电保护技术已进入了微机保护的时期。

1.5.2 继电保护的未来发展

继电保护技术未来趋势是向计算机化,网络化,智能化,保护、控制、测量和数据通信一体化发展。

1. 计算机化

随着计算机硬件的迅猛发展,微机保护硬件也在不断发展。原华北电力学院研制的微机线路保护硬件已经历了三个发展阶段,即从 8 位单 CPU 结构的微机保护问世,不到 5 年时间就发展到多 CPU 结构,后又发展到总线不出模块的大模块结构,性能大大提高,得到了广泛应用。

电力系统对微机保护的要求不断提高,除了保护的基本功能外,还应具有大容量故障信息和数据的长期存放空间,快速的数据处理功能,强大的通信能力,与其他保护、控制装置和调度联网以共享全系统数据、信息和网络资源的能力,高级语言编程等。这就要求微机保护装置具有相当于一台 PC 机的功能。在计算机保护发展初期,曾设想用过一台小型计算机做成继电保护装置。由于当时小型机体积大、成本高、可靠性差,这个设想是不现实的。现在,同微机保护装置大小相似的工控机的功能、速度、存储容量大大超过了当年的小型机,因此,用成套工控机做成继电保护的时机已经成熟,这将是微机保护的发展方向之一。这种装置的优点有:①具有 486 PC 机的全部功能,能满足对当前和未来微机保护的各种功能要求;②尺寸和结构与目前的微机保护装置相似,工艺精良、防震、防过热、防电磁干扰能力强,可运行于非常恶劣的工作环境,成本可接受;③采用 STD 总线或 PC 总线,硬件模块化,对于不同的保护可任意选用不同模块,配置灵活、容易扩展。

继电保护装置的微机化、计算机化是不可逆转的发展趋势。但对如何更好地满足电力系统要求,如何进一步提高继电保护的可靠性,如何取得更大的经济效益和社会效益,尚须进行具体深入的研究。

2. 网络化

计算机网络作为信息和数据通信工具已成为信息时代的技术支柱,使人类生产和社会生活的面貌发生了根本变化。它深刻影响着各个工业领域,也为各个工业领域提供了强有力的

通信手段。到目前为止,除了差动保护和纵联保护外,所有继电保护装置都只能反应保护安装处的电气量。继电保护的作用也只限于切除故障元件,缩小事故影响范围。这主要是由于缺乏强有力的数据通信手段。国外早已提出过系统保护的概念,这在当时主要指安全自动装置。因继电保护的作用不只限于切除故障元件和限制事故影响范围(这是首要任务),还要保证全系统的安全稳定运行,这就要求每个保护单元都能共享全系统的运行和故障信息的数据,各个保护单元与重合闸装置在分析这些信息和数据的基础上协调动作,确保系统的安全稳定运行。显然,实现这种系统保护的基本条件是将全系统各主要设备的保护装置用计算机网络连接起来,即实现微机保护装置的网络化。这在当前的技术条件下是完全可能的。

对于一般的非系统保护,实现保护装置的计算机联网也有很大的好处。继电保护装置能够得到的系统故障信息越多,则对故障性质、故障位置的判断和故障距离的检测越准确。对自适应保护原理的研究已经过了很长的时间,也取得了一定的成果,但要真正实现保护对系统运行方式和故障状态的自适应,必须获得更多的系统运行和故障信息,只有实现保护的计算机网络化,才能做到这一点。

由上述内容可知,微机保护装置网络化可大大提高保护性能和可靠性,这是微机保护发展的必然趋势。

3. 保护、控制、测量、数据通信一体化

在实现继电保护的计算机化和网络化的条件下,保护装置实际上就是一台高性能、多功能的计算机,是整个电力系统计算机网络上的一个智能终端。它可从网上获取电力系统运行和故障的任何信息和数据,也可将它所获得的被保护元件的任何信息和数据传送给网络控制中心或任一终端。因此,每个微机保护装置不但可完成继电保护功能,而且在无故障正常运行情况下还可完成测量、控制、数据通信功能,即实现保护、控制、测量、数据通信一体化。

目前,为了测量、保护和控制的需要,室外变电站的所有设备,如变压器、线路等的二次电压、电流都必须用控制电缆引到主控室。所敷设的大量控制电缆不但要大量投资,而且使二次回路非常复杂。但是如果将上述的保护、控制、测量、数据通信一体化的计算机装置,就地安装在室外变电站的被保护设备旁,将被保护设备的电压、电流量在此装置内转换成数字量后,通过计算机网络送到主控室,则可免除大量的控制电缆。如果用光纤作为网络的传输介质,还可免除电磁干扰。现在光电流互感器(OTA)和光电压互感器(OTV)已在研究试验阶段,将来必然在电力系统中得到应用。在采用OTA和OTV的情况下,保护装置应放在距OTA和OTV最近的地方,即应放在被保护设备附近。OTA和OTV的光信号输入到此一体化装置中并转换成电信号后,一方面用作保护的计算判断;另一方面作为测量量,通过网络送到主控室。从主控室通过网络可将对被保护设备的操作控制命令送到此一体化装置,由此一体化装置执行断路器的操作。1992年天津大学提出了保护、控制、测量、通信一体化问题,并研制了以TMS320C25数字信号处理器(DSP)为基础的一个保护、控制、测量、数据通信一体化装置。

4. 智能化

近年来,人工智能技术如神经网络、遗传算法、进化规划、模糊逻辑等在电力系统各个领域都得到了应用,在继电保护领域应用的研究也已开始。神经网络是一种非线性映射的方法,很多难以列出方程式或难以求解的复杂的非线性问题,应用神经网络方法则可迎刃而

解。例如在输电线两侧系统电动势角度摆开情况下发生经过渡电阻的短路就是一非线性问题，距离保护很难正确作出故障位置的判别，从而造成误动或拒动；如果用神经网络方法，经过大量故障样本的训练，只要样本集中充分考虑了各种情况，则在发生任何故障时都可正确判别。其他如遗传算法、进化规划等也都有其独特的求解复杂问题的能力。将这些人工智能方法适当结合可使求解速度更快。天津大学从 1996 年起进行神经网络式继电保护的研究，已取得初步成果。可以预见，人工智能技术在继电保护领域必会得到应用，以解决用常规方法难以解决的问题。

本章小结

继电保护的任務是在系統發生故障時能夠將故障元件的斷路器跳開，在系統出現不正常运行時能夠發出信號；為了完成繼電保護的任務就必須裝設繼電保護裝置，同時為了更好地完成繼電保護的任務，電力系統對繼電保護提出了四個基本要求即可靠性、選擇性、速動性和靈敏性，也是評價、選用、研製保護的主要依據。

思考題

- 1-1 何謂電力系統故障、不正常运行狀態與事故？它們之間有何關係？
- 1-2 什麼是繼電保護裝置？其任務是什麼？
- 1-3 舉例說明繼電保護選擇性的概念。
- 1-4 繼電保護裝置一般由哪幾部分組成？其作用是什麼？
- 1-5 後備保護的作用是什麼？何謂近後備和遠後備？

第2章 电网的电流保护

2.1 单侧电源线路相间短路的电流保护

2.1.1 继电器

1. 继电器的分类和要求

继电器是一种能自动执行断续控制的部件,当其输入量达到一定值时,能使其输出的被控制量发生预计的状态变化,如触点打开、闭合或电平由高变低、由低变高等,具有对被控电路实现“通”、“断”控制的作用。

继电器是保护的测量元件,继电器中有过量继电器和欠量继电器。过量继电器,如过电流继电器、过电压继电器;欠量继电器,如低电压继电器、阻抗继电器等。

对继电器的基本要求是工作可靠,动作过程具有“继电特性”。其次要求继电器动作值误差小、功率损耗小、动作迅速、抗干扰能力强。

2. 过电流继电器

过电流继电器是反应被保护元件电流升高而动作的一种继电器,是反应一个电气量而动作的简单的过量继电器的典型。通过对电磁型过电流继电器的构成原理分析来说明一般继电器的构成原理。

电磁式过电流继电器在继电保护中作为测量元件,它的作用是测量被保护元件所流过的电流大小并与其整定值比较,决定其是否动作。电磁型继电器基本结构如图2-1所示,它是采用转动舌片式结构,主要构成元件有电磁铁1、可动衔铁2、线圈3、触点4、反作用弹簧5和止挡6。

它具有一对动合触点。所谓动合触点是指继电器线圈没带电时打开的触点;相对应的还有一种触点叫动断触点,一般在电磁式低电压继电器中用的较多,所谓动断触点是指继电器线圈没带电时闭合的触点。

动作电流 ($I_{g, \text{oper}}$): 使电流继电器动合触点闭合的最小电流称为电流继电器的动作电流。

返回电流 ($I_{g, \text{res}}$): 使电流继电器动合触点打开的最大电流称为电流继电器的返回电流。

返回系数 (K_{res}): 定义为继电器返回电流与动作电流的比值,即

$$K_{\text{res}} = I_{g, \text{res}} / I_{g, \text{oper}} \quad (2-1)$$

电磁型过电流继电器动作条件为 $I_g \geq I_{g, \text{oper}}$; 返回条件为 $I_g \leq I_{g, \text{res}}$ 。

3. 电磁式电压继电器

电磁式电压继电器分为低电压继电器和过电压继电器,过电压继电器的工作情况及参数与过电流继电器类似,所以在此不进行具体介绍,这里着重介绍低电压继电器。

电磁式低电压继电器是反应被保护元件电压降低而动作的一种继电器。它也是采用转动舌片式结构,它一般具有一对动合触点和一对动断触点。

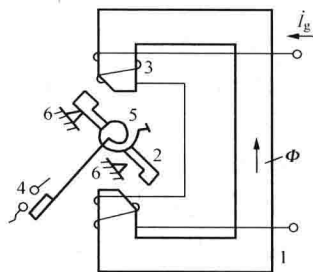


图 2-1 电磁型继电器基本结构

电压继电器作为测量元件，它的作用是测量被保护元件所接入的电压大小并与其整定值比较，决定其是否动作。

动作电压：使低电压继电器动断触点闭合的最大电压称为低电压继电器的动作电压（ $U_{g, oper}$ ）。

返回电压：使低电压继电器动断触点打开的最小电压称为低电压继电器的返回电压（ $U_{g, res}$ ）。

返回系数： $K_{res} = U_{g, res} / U_{g, oper}$ ，返回系数大于 1。

电磁型低电压继电器的动作条件为 $U_g \leq U_{g, oper}$ ；返回条件为 $U_g \geq U_{g, res}$ 。

4. 其他电磁式辅助继电器

（1）时间继电器。其作用是建立保护所需要的延时时间。它的参数主要是动作电压和动作时间，一般情况下，它的动作电压都能满足要求，因此对它的要求主要是动作时间的准确性。时间继电器的动作时间是指，从激励量变化至规定值的瞬间起至继电器输出信号的瞬间止所经历的时间间隔。

（2）信号继电器。其作用是，当保护装置动作时，明显标示出继电器或保护装置动作状态，或接通灯、声、光信号电路，以便分析保护动作行为和电力系统故障性质。

（3）中间继电器。其作用是，用于保护装置中，以扩展前级继电器触点对数或触点容量。这种继电器一般都带有好多对触点，有动合触点也有动断触点，触点的数目多容量大，一般用于作为保护逻辑回路和出口回路的继电器。该继电器触点可以作成瞬时动作的，也可做成带有较小时间动作的或延时返回的。

5. 继电特性

为了保证继电保护可靠工作，对其动作特性有明确的“继电特性”要求。从电磁型过电流继电器的动作过程中可以看到，当 $I_g < I_{g, oper}$ 时，继电器不动作；当 $I_g > I_{g, oper}$ 时，继电器迅速动作闭合其动合触点。在继电器动作以后，只要保持 $I_g > I_{g, res}$ 则继电器一直保持在动作状态。当 $I_g \leq I_{g, res}$ 时，继电器迅速返回到原来状态，即动合触点打开。可见继电器无论动作或返回，它从起始位置到最终位置是突发性的，也就是说，它的动作结果不是接通就是断开、不是高电位就是低电位，不可能停留在某个中间位置上。这种特性称为继电特性，也称为开关特性或触发特性。

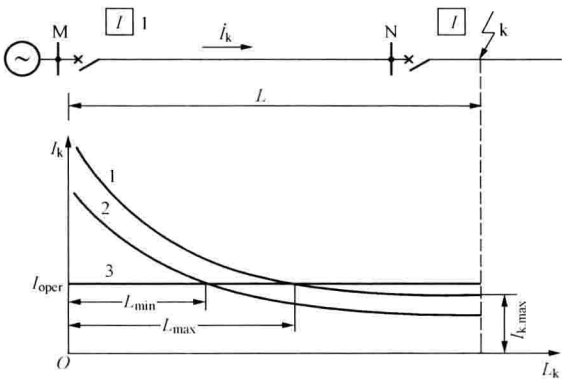


图 2-2 单侧电源线路无时限电流保护作用原理

2.1.2 无时限电流速断保护

根据对继电保护速动性的要求，在简单、可靠和保证选择性的前提下，原则上力求装设快速动作的保护。无时限电流速断保护（又称Ⅰ段电流保护）就是这样的保护，它是反应电流升高而不带时限动作的一种电流保护。其工作原理可用图 2-2 所示单侧电源线路的无时限电流保护为例来说明。

当线路上发生三相短路时，流过保护 1 的短路电流为

$$I_k^{(3)} = \frac{E_M}{Z_\Sigma} = \frac{E_M}{Z_M + Z_k} \quad (2-2)$$

式中 E_M ——系统等效电源的相电动势；

Z_M ——系统等效电源到保护安装处之间的正序阻抗；

Z_k ——保护安装处至短路点之间的正序阻抗。

由式(2-2)可见，当系统运行方式一定时， E_M 和 Z_M 是常数，则流过保护的三相短路电流，是短路点至保护安装处间距离 L 的函数。短路点距电源越远流过保护的三相短路电流越小。图2-2中曲线1表示的是，系统在最大运行方式下三相短路时，流过保护的最大三相短路电流 $I_k^{(3)}$ 随 L 的变化曲线。曲线2是系统在最小运行方式下两相短路时，流过保护的最小两相短路电流 $I_k^{(2)}$ 随 L 的变化曲线。

对于反应电流升高而动作的电流保护装置而言，能使保护装置起动的最小电流称为保护装置的动作电流，以 I_{oper} 表示。当流过保护装置的电流达到这个值时，保护装置就能起动。显然，仅当通过被保护线路的电流 $I_k \geq I_{oper}$ 时，保护装置才会起动。

在图2-2中，以M处保护为例，当本线路(L_{MN})末端发生短路故障时，希望M处无时限电流速断保护能瞬时动作切除故障，而当相邻线路首端(或称出口处)发生短路故障时，按照选择性要求，M处保护不应动作，应由N处保护动作切除故障。但实际上，本线路末端和相邻线路首端发生短路故障时，流经M处保护的短路电流是一样的，M侧保护无法区分这两处的短路故障。为了保证选择性，电流速断保护的動作电流应躲过下一线路首端(或本线路末端)短路故障时流过本保护的短路电流，即取 $I_{oper} > I_{k \cdot N \cdot \max}$ ，写成等式则有

$$I_{oper} = K_{rel} I_{k \cdot N \cdot \max}^{(3)} \quad (2-3)$$

式中 $I_{k \cdot N \cdot \max}^{(3)}$ ——最大运行方式下，被保护线路末端N发生金属性三相短路时，流过保护装置的最大短路电流；

K_{rel} ——可靠系数，它是考虑短路电流计算误差、继电器动作电流误差、短路电流中非周期分量的影响和必要的裕度而引入的大于1的系数，一般取 $K_{rel} = 1.2 \sim 1.3$ 。

在图2-2中，通过动作电流画一平行于横坐标的直线3，此直线3与曲线1和2各有一个交点，在交点至保护安装处的线路上发生短路故障时，由于流经保护的短路电流均大于动作电流，所以保护装置处于动作状态，而在两交点以后短路时，流经保护的短路电流小于动作值，保护不动作。对应这两点，保护有最大和最小保护范围，即 L_{\max} 和 L_{\min} 。这说明无时限电流速断保护，不能保护线路全长，且保护范围受运行方式的影响。无时限电流速断保护的选择性是靠动作电流来保证的，灵敏性是用其最小保护范围来衡量的，最小保护范围不应小于线路全长的15%~20%。

无时限电流速断保护的保護范围可以用解析法求得。忽略系统各元件阻抗的电阻分量，在图2-2中，直线3和曲线2的交点，列出等式为

$$I_{oper} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_M}{X_{M \cdot \max} + X_1 L_{\min}}$$

解得最小保护范围为

$$L_{\min} = \frac{1}{X_1} \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_M}{I_{oper}} - X_{M \cdot \max} \right) \quad (2-4)$$

式中 X_1 ——被保护线路单位长度的正序电抗；

$X_{M \cdot \max}$ ——M 侧系统等值的最大系统电抗。

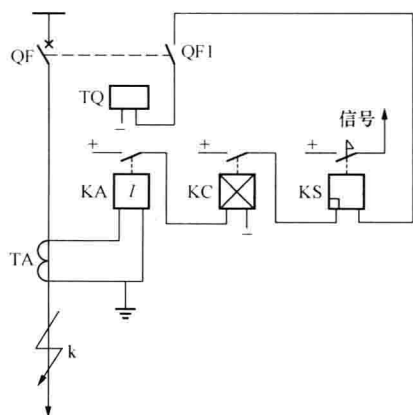


图 2-3 无时限电流速断保护
单相原理接线图

无时限电流速断保护单相原理接线，如图 2-3 所示，它是由电流继电器 KA、中间继电器 KC 和信号继电器 KS 组成。

正常运行时，负荷电流流过线路，反应到电流继电器中的电流小于 KA 的动作电流，KA 不动作，其动合触点是断开的，KC 动合触点也是断开的，信号继电器线圈和跳闸线圈 TQ 中无电流，断路器主触头闭合处于正常送电状态。当线路 k 点短路时，短路电流超过保护动作电流，KA 动合触点闭合起动中间继电器，中间继电器动合触点闭合将正电源接入 KS 线圈，并通过断路器的动合辅助触点 QF1，接到跳闸线圈 TQ 构成通路，断路器跳闸后切除故障线路。

中间继电器的作用，一方面是利用中间继电器的动合触点代替电流继电器小容量触点，接通 TQ 线圈；另一方面是利用带有 0.06~0.08s 延时的中间继电器，以增大保护的固有动作时间，躲过管型避雷器放电时间，从而避免避雷器放电时引起保护误动作。信号继电器 KS 的作用是用以指示该保护动作，以便运行人员处理和分析故障。QF1 用以代替中间继电器动合触点，断开跳闸线圈 TQ 中的电流，以防 KC 触点断弧而烧坏。

2.1.3 限时电流速断保护

由于无时限电流速断保护一般不能保护线路全长，为切除本线路无时限电流速断保护范围以外的短路故障，为此增设第二套电流速断保护，即限时电流速断保护。它的动作范围应包括被保护线路全长。为了获得动作选择性，第二套电流速断保护必须带时限，以便和相邻线路 I 段电流速断保护相配合，通常所带的时限只比相邻线路瞬时电流速断保护大一个或两个时限级差 Δt ，所以称之为限时电流速断保护。因此，它的保护范围不超越相邻线路 I 段或 II 段电流保护的保护区。

1. 限时电流速断保护的工作原理和动作电流整定

由于要求限时电流速断保护必须保护线路全长，这样它的保护范围必然延伸到下一条线路。当下一条线路出口处发生短路故障时，它就会起动，若不采取措施，就会失去选择性。为此，必须使保护带有一定时限，此时限的大小与其延伸的范围有关。为尽量缩短这一时限，通常使保护范围不超出相邻线路无时限电流速断保护的保护区，其动作时限则比相邻线路无时限电流速断保护高出一个时间级差。现以图 2-4 中的保护 1 为例，来说明限时电流速断保护的整定方法。

设保护 2 装有无时限电流速断保护，其动作电流为 $I_{\text{oper},2}^{\text{I}}$ ，它由式 (2-3) 计算而得，它与短路电流变化曲线的交点即确定了保护 2 无时限电流速断保护区。当 n 点发生短路故障时，流过保护 2 的短路电流就是 $I_{\text{oper},2}^{\text{I}}$ ，保护 2 则刚好动作。如上分析，保护 1 的限时电流速断保护不应超出保护 2 的无时限电流速断保护范围，故在单侧电源情况下，保护 1 的限时电流速断保护的動作电流 $I_{\text{oper},1}^{\text{II}}$ 应为

$$I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}} > I_{\text{oper}\cdot 2}^{\text{I}} \quad (2-5)$$

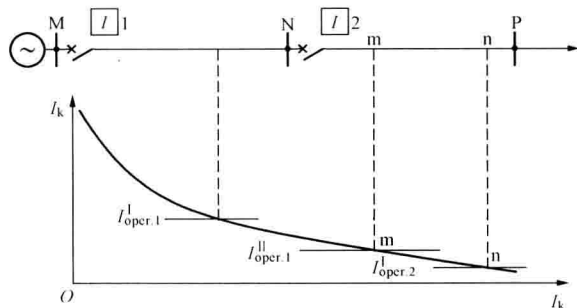


图 2-4 限时电流速断保护作用原理

考虑到保护 1、2 装在不同地点，使用的电流互感器及电流继电器不同，其特性也很难一致；同时考虑到电流计算和整定误差等不利因素，故引入可靠系数 K_{rel} ，于是式 (2-5) 改写为

$$I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} I_{\text{oper}\cdot 2}^{\text{I}} \quad (2-6)$$

注意到保护动作带一定延时，短路电流中的非周期分量已经衰减，故可靠系数 K_{rel} 可选得比式 (2-3) 中的值小一些，一般取 1.1~1.2。

$I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}}$ 与短路电流曲线的交点 m 确定了保护 1 的限时电流速断保护的保护区（如图 2-4 所示），它包括线路 MN 全长并延伸到相邻线路 NP 的一部分，其末端在 m 点，不超出保护 2 的无时限电流速断的保护范围。保护 1 的无时限电流速断保护的动作为 $I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{I}}$ 仍按式 (2-3) 计算。

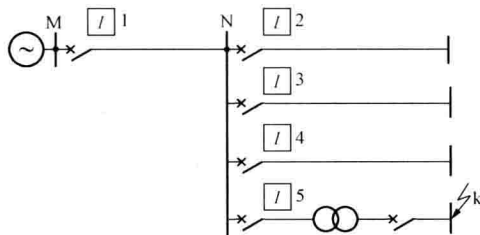


图 2-5 相邻母线上有多条出线或变压器的情况

如相邻母线上有多条出线，甚至还有变压器，如图 2-5 所示，在整定保护 1 的限时电流速断保护的动作为 $I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}}$ 时，仍按式 (2-6) 计算，只是式中的 $I_{\text{oper}\cdot 2}^{\text{I}}$ 应取保护 2、3、4 中最大的一个。同时，还应与变压器的瞬时保护相配合。在整定时，可认为其保护范围延伸至变压器的低压母线。因此，保护 1 的限时电流速断保护整定计算式为

$$I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} I_{k\cdot \text{max}} \quad (2-7)$$

其中 $I_{k\cdot \text{max}}$ 为在最大运行方式下变压器低压侧 k 点发生三相短路故障时，流过保护 1 的短路电流。应按式 (2-6)、式 (2-7) 所得数值取较大者作为保护 1 限时电流速断保护的动作为 $I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}}$ 。

2. 动作时限的选择

在图 2-4 中，保护 1 限时电流速断保护的保护区伸到 m 点，下一线路的 Nm 段上发生短路故障时，保护 1 的限时电流速断和保护 2 的无时限电流速断均会起动。因此，前者动作时间必须比后者高出一个时间级差 Δt ，才能保证选择性。保护 1 限时电流速断保护的动作为 $I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}}$ 时，其动作时间应取

$$t_1^{\text{II}} = t_2^{\text{I}} + \Delta t \quad (2-8)$$

其中 t_2^{I} 为保护 2 无时限电流速断保护的动作为 $I_{\text{oper}\cdot 2}^{\text{I}}$ 时的动作时限。前面已述，无时限电流速断无时间

元件, 故 t_2^I 为 0, t_1^I 为保护 1 限时电流速断保护的動作时限; Δt 为时间级差, 一般在 $0.35 \sim 0.6\text{s}$ 之间取值, 多取 0.5s 。

按上述原则整定的时限特性, 如图 2-6 所示。在保护 2 的无时限电流速断保护区发生短路故障, 将以 t_2^I 时限 (固有動作时间) 切除, 此时保护 1 的限时电流速断保护虽启动, 但因 t_1^I 大于 t_2^I 一个 Δt , 故障切除后, 已启动的保护 1 将返回, 从而保证了选择性。若短路故障发生在保护 1 的无时限电流速断保护区内, 则以 t_1^I 时限切除。若故障仍在本线路上, 但不在保护 1 的无时限电流速断保护区内, 则以 t_1^I 时限切除故障。由此可见, 线路上装设了无时限电流速断保护和限时电流速断保护以后, 两者配合工作, 可以保证在全线路范围内任一点发生短路故障时, 都能在 0.5s 以内予以切除, 在一般情况下都能够满足快速性要求, 两者配合可作为线路的主保护。

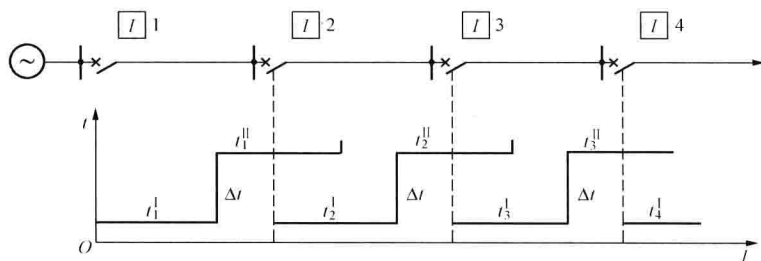


图 2-6 限时电流速断保护的时限特性

由以上分析可见, 限时电流速断保护的选择性是靠動作电流和動作时限特性的配合来保证的。

3. 灵敏度校验

按照上述原则, 整定了限时电流速断保护的動作电流和動作时限, 使之满足选择性要求。但其是否能在任何情况下都能保护线路的全长, 还需进行校验。为了保护线路全长, 限时电流速断保护必须在最小运行方式下, 被保护线路末端发生两相短路时, 具有足够的灵敏度。通常用灵敏系数 K_{sen} 来表示, 即

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{k \cdot \min}}{I_{\text{oper}}^{\text{II}}} \quad (2-9)$$

式中 $I_{k \cdot \min}$ ——在最小运行方式下被保护线路末端发生两相金属性短路故障时流经保护的电流。

为保证线路末端短路故障时, 保护装置一定能够動作, GB/T 14285—2006 (以下简称《继电保护和安全自动装置技术规程》) 规定灵敏系数 $K_{\text{sen}} \geq 1.3 \sim 1.5$ 。

要求 $K_{\text{sen}} \geq 1.3 \sim 1.5$, 是考虑到实际上可能会出现下列不利于保护启动的因素。

(1) 由于计算误差及过渡电阻影响, 使实际的短路电流可能比计算值小, 不利于保护启动。

(2) 由于电流互感器一般都具有负误差, 使实际流入保护装置的电流小于按额定变比计算的值。

(3) 保护装置测量元件的实际動作值可能有正误差 (实际動作值比整定值大)。

若灵敏系数小于 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》规定的值,

就意味着在被保护线路末端短路故障时,由于上述不利因素的影响,保护可能起动不了,达不到保护线路全长的目的。为提高灵敏度,通常采取的措施是降低动作电流值,使保护范围进一步延伸。具体整定原则是与下一线路的限时电流速断保护配合,其保护范围不超过下一线路限时电流速断保护的保护区,其动作时限也应该与下一线路限时电流速断保护配合,在下一线路限时电流速断保护动作时限基础上增加 Δt 。于是式(2-6),式(2-8)将变为

$$I_{\text{oper}\cdot 1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} I_{\text{oper}\cdot 2}^{\text{II}} \quad (2-10)$$

$$t_1^{\text{II}} = t_2^{\text{II}} + \Delta t \quad (2-11)$$

显然,保护范围的伸长必然导致动作时限的增加。

4. 原理接线

用电磁式继电器构成的限时电流速断保护的单相原理接线,如图2-7所示。它与无时限电流速断保护接线的主要区别是将中间继电器换成了时间继电器。当电流继电器动作后,需经过时间继电器的延时 t^{II} 后,才能动作于跳闸。当短路故障在 t^{II} 之前已切除,已动作的电流继电器返回,使时间继电器立即返回,整套保护恢复原状,不会造成误动。

2.1.4 定时限过电流保护

限时电流速断保护虽能保护线路的全长,但不能作为下一线路保护的后备。而定时限过电流保护不仅能保护本线路全长,还能保护相邻线路的全长,可以起到后备保护的作用。这是因为过电流保护不是按躲过某一短路电流,而是按躲过最大负荷电流来整定的,故它的动作电流值较低,灵敏度较高,保护范围大。

同限时电流速断保护一样,定时限过电流保护也是靠适当选取动作电流和动作时限来获得选择性的。

1. 定时限过电流保护动作电流的整定原则

定时限过电流保护动作电流的整定要考虑以下两个条件。

(1) 为确保过电流保护在正常运行情况下不动作,保护装置的动作电流应整定得大于该线路上可能出现的最大负荷电流 $I_{\text{L}\cdot\text{max}}$, 即

$$I_{\text{oper}} > I_{\text{L}\cdot\text{max}} \quad (2-12)$$

(2) 在外部短路故障切除后,已动作的电流继电器能可靠返回。

如图2-8所示,当k点短路故障时,短路电流将流经保护1和2,它们都要起动。但按选择性要求应由保护2动作切障故障,然后保护1由于电流已减小而立即返回。实际上,短路故障时,变电站N母线上所接负荷的电动机被制动,而在故障切除后电压恢复时,电动机有一自起动过程,流经保护的电动机自起动电流要大于正常工作的负荷电流。最大自起动电流 $I_{\text{ss}\cdot\text{max}}$ 与正常运行时最大负荷电流的关系为

$$I_{\text{ss}\cdot\text{max}} = K_{\text{ss}} I_{\text{L}\cdot\text{max}} \quad (2-13)$$

式中 K_{ss} ——自起动系数,其值大于1,由网络具体接线和负荷性质确定。

根据选择性的要求,保护1在 $I_{\text{ss}\cdot\text{max}}$ 下也应可靠返回。因此,保护装置的返回电流必须大于 $I_{\text{ss}\cdot\text{max}}$, 引入可靠系数 K_{rel} , 有

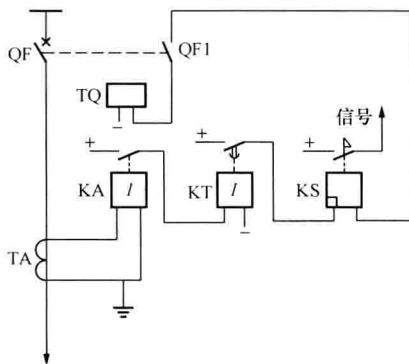


图 2-7 限时电流速断保护
单相原理接线图

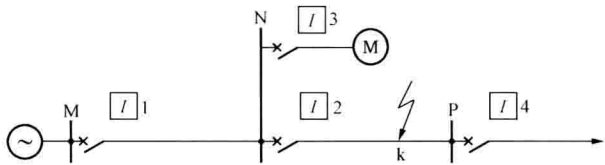


图 2-8 定时限过电流保护动作电流整定说明图

$$I_{res} = K_{rel} K_{ss} I_{l \cdot max} \tag{2-14}$$

综合考虑以上两个条件，引入返回系数 K_{res} ，则保护装置的动作电流计算式为

$$I_{oper} = \frac{K_{rel} K_{ss}}{K_{res}} I_{l \cdot max} \tag{2-15}$$

式中 K_{rel} ——可靠系数，一般取 1.15~1.25；

K_{res} ——电流继电器的返回系数，一般取 0.85。

由式 (2-15) 可见，当 K_{res} 越小时，则保护装置动作电流越大，因而其灵敏性就越差，故要求过电流继电器应有较高的返回系数。

确定最大负荷电流 $I_{l \cdot max}$ 时，必须考虑实际可能的最严重情况。例如对于图 2-9 (a) 所示的平行双回线路，必须考虑其中一条线路断开时，另一条线路承担的最大负荷电流。在装有备用电源自动投入装置 AAT 的情况下，如图 2-9 (b) 所示，必须考虑其中一条线路断开，AAT 动作，将断路器 5QF 接通时的另一条线路的最大负荷电流。对于环网，要考虑开环情况下的最大负荷电流，与平行线情况相似。

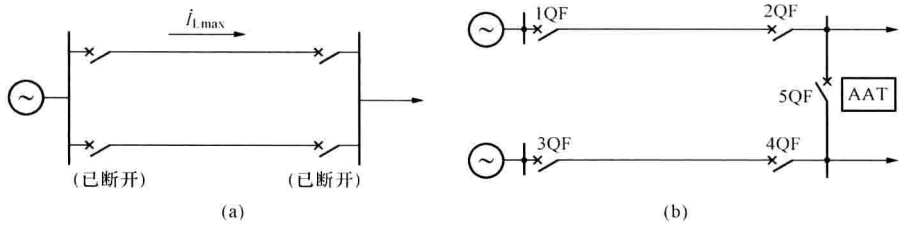


图 2-9 最大负荷电流的确定

(a) 平行双回线路情况；(b) 备用电源自动投入装置动作后情况

2. 定时限过电流保护动作时限的整定

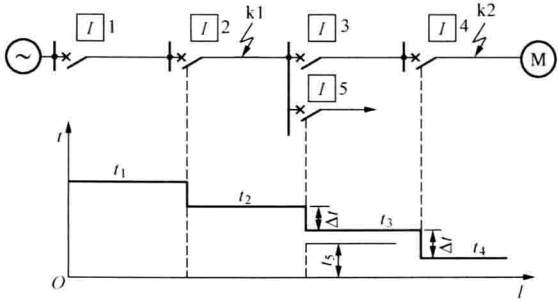


图 2-10 过电流保护的阶梯时限特性

在图 2-10 中，假定各线路上均装有定时限过电流保护，各保护的動作電流均按照躲過經過各自的最大負荷電流整定。當 k1 點短路故障時，保護 1、2 在同一短路電流作用下都起動，根據選擇性要求，應由保護 2 動作切除故障，而保護 1 在故障切除後應立即返回。這一要求只能依靠適當選擇各保護的動作時限來滿足。

过电流保护的動作时限应按阶梯原则选择, 即图 2-10 中保护 1 和 2 的動作时限要满足 $t_1 = t_2 + \Delta t$, 以此类推, $t_3 = t_4 + \Delta t$, 若 $t_3 > t_5$, 则 $t_2 = t_3 + \Delta t$ 。一般情况下, 上一级保护 n 的时限与下一级保护 $(n+1)$ 的时限, 应按下式选择, 即

$$t_n = t_{(n+1)\max} + \Delta t \quad (2-16)$$

从网络的最末一级开始, 保护的動作时限向电源方向逐级增加至少一个 Δt , 时限特性示于图 2-10 中。

这种保护的動作时限, 经整定后由专门的时间继电器实现, 其動作时限与短路电流的大小无关, 故称定时限过电流保护。

保护 4 位于电网最末端, 只要电动机故障, 它就可以瞬时動作予以切除, 无需专门的时间元件, t_4 为保护装置固有動作时间。保护 4 可以作为电动机的主保护, 无需再设电流速断保护。

由以上分析可见, 过电流保护切除故障的时限越靠近电源越长, 这是定时限过电流保护的主要缺点。正是由于这个原因, 在电网中采用无时限和限时电流速断保护作为线路的主保护。以快速切除故障, 而用过电流保护作为本线路和相邻元件的后备保护。

3. 过电流保护灵敏度校验

整定了定时限过电流保护的動作电流后, 还需对其进行灵敏度校验, 看其是否能在保护区内短路故障时可靠動作。灵敏度表示式与式 (2-9) 相同, 只是将動作电流改为过电流保护的動作电流值, 灵敏度校验应按如下两种情况分别考虑。

(1) 当过电流保护作为本线路的近后备保护时, 其校验点应选在本线路末端, 要求 $K_{\text{sen}} > 1.3 \sim 1.5$ 。

(2) 当过电流保护作为相邻元件的远后备保护时, 其校验点应选在相邻线路 (元件) 末端, 要求 $K_{\text{sen}} \geq 1.2$ 。

当过电流保护的灵敏度不能满足要求时, 应采取性能更好的保护方式, 如距离保护。

过电流保护的单相式原理接线与图 2-7 相同。

2.1.5 电流保护的接线方式

1. 三种基本接线方式

电流保护的接线方式, 指的是电流继电器与电流互感器二次绕组之间的连接方式。主要有以下三种。

(1) 三相三继电器完全星形接线, 如图 2-11 (a) 所示。将三个电流互感器的二次和三个电流继电器的电流线圈分别按相连接在一起, 均接成星形。

(2) 两相两继电器不完全星形接线, 如图 2-11 (b) 所示。用装设在 A、C 相上的两个电流互感器和两个电流继电器分别按相连接在一起, 与完全星形接线的主要区别是 B 相上不装设电流互感器和电流继电器。

(3) 两相电流差接线, 如图 2-11 (c) 所示。只有一个电流继电器, 反应 A、C 两相电流差。

完全星形接线和不完全星形接线都能反应各种相间短路故障。所不同的是, 在大接地电流系统中完全星形接线还可以反应各种单相接地短路, 不完全星形接线不能反应无电流互感器那一相 (B) 的单相接地短路。

在两相电流差接线中, 通过继电器的电流为两相电流之差, $\dot{I}_g = \dot{I}_a - \dot{I}_c$ 。在对称运行和

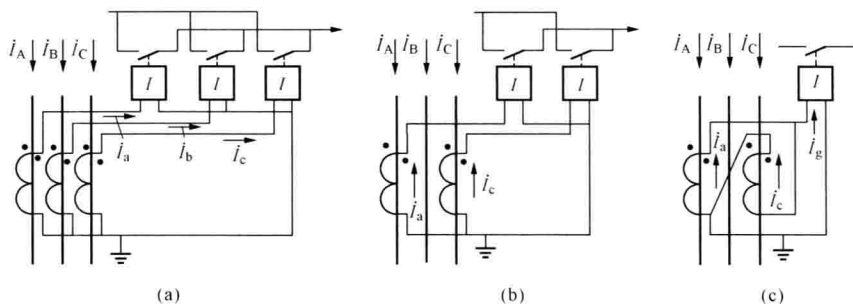


图 2-11 三种基本接线方式

(a) 完全星形接线；(b) 不完全星形接线；(c) 两相电流差接线

三相短路情况下, $I_g = \sqrt{3}I_a = \sqrt{3}I_c$; 在 A、C 两相短路时, $I_g = 2I_a$; 在 AB 或 BC 两相短路时, $I_g = I_a$ 或 $I_g = I_c$ 。由此看出, 在不同短路类型和短路相别下, 通过继电器的电流 I_g 和电流互感器二次电流之比是不同的。因此, 在保护装置整定计算中, 引入一个接线系数, 定义为流入继电器的电流 I_g 与电流互感器二次电流 I_2 之比, 以 K_{con} 表示, $K_{con} = \frac{I_g}{I_2}$ 。

在完全星形和不完全星形接线中, $K_{con} = 1$ 。而在两相电流差接线中, 对于不同类型的故障和不同的故障相别, K_{con} 有不同的数值。引入接线系数后, 保护装置的一次动作电流 I_{oper} 与继电器的动作电流 $I_{g \cdot oper}$ 之间的关系为

$$I_{g \cdot oper} = K_{con} \frac{I_{oper}}{n_{TA}} \quad (2-17)$$

由于两相电流差接线方式的接线系数随短路类型不同而不同, 性能较差, 所以仅在 10kV 及以下线路保护和电动机保护中采用。

2. 各种接线方式的性能分析

(1) 对相间短路故障的反应能力。完全星形和不完全星形接线都能正确反应被保护线路不同相别的相间短路故障, 只是动作的继电器数目不同而已。两相不完全星形接线方式在 AB 和 BC 相间短路故障时只有一个继电器动作。三相完全星形接线方式在各种相间短路故障时, 至少有两个继电器动作, 动作可靠性较高。

(2) 对小接地电流电网中的两点异地接地的反应能力。在小接地电流电网中, 发生单相接地故障时, 流过接地点的仅为零序电容电流, 相间电压仍然对称, 对负荷没有影响。为提高供电可靠性, 允许小接地电流电网带一点接地继续运行一段时间。故在这种电网中, 在不同地点发生两点接地短路时, 要求保护动作只切除一个接地故障点, 以提高供电可靠性。

在图 2-12 所示的网络中, 在两条串联线路中, 当发生 k1、k2 两点接地时, 只希望保护 2 动作, 切除距电源较远的线路 II, 当保护 1 和 2 均采用三相完全星形接线时, 由于两个保护在定值和时限上都是按选择性要求而配合整定的, 因此, 能够保证 100% 地只切除线路 II。当保护 1 和 2 均采用两相不完全星形接线时, 由于 B 相不装电流互感器和相应的电流继电器, 当线路 II 上发生 B 相接地, 而线路 I 上发生 A 相或 C 相接地时, 保护 2 不能动作, 只能由保护 1 动作切除线路 I, 扩大了停电范围。这种接线方式在不同相别的两点接地组合中, 只能保证 $\frac{2}{3}$ 的机会会有选择性地切除一条线路。

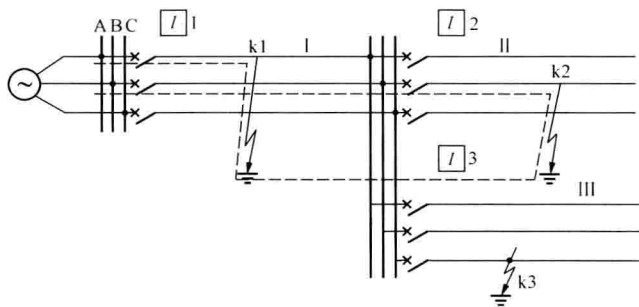


图 2-12 小接地电流电网

对于图 2-12 中的两条并列线路的两点 k2、k3 接地，同样只希望切除其中一条线路。设两条线路的保护动作时限相同，则当保护 2 和 3 均采用三相星形接线时，两套保护将同时动作，而切除两条线路。当采用两相星形接线时，显然，保护 3 动作，只切除线路 III。采用不完全星形接线方式，能保证有 $\frac{2}{3}$ 的机会只切除一条线路。

需要指出，采用不完全星形接线时，为保证在不同线路上发生两点或多点接地时能切除故障，电流互感器必须均装在同名的两相上，一般装在 A、C 相上。

(3) 对 YNd11 接线变压器后两相短路的反应能力。当过电流保护接于变压器的一侧，作为变压器及另一侧线路故障的后备保护时，保护的接线将直接影响保护对某些故障的反应能力或灵敏性。在图 2-13 (a) 中，当 YNd11 接线变压器的低压侧 (d 侧) 发生 a、b 两相短路故障时，d 侧电流相量如图 2-13 (b) 所示，经过转换后，YN 侧电流相量如图 2-13 (c) 所示。由相量图可得变压器的 d 侧和 YN 侧各相电流之间的关系为 (设变压器变比为 1)

$$\left. \begin{aligned} |\dot{I}_{a1}| &= |\dot{I}_{a2}| \\ \dot{I}_k^{(2)} &= \dot{I}_a = -\dot{I}_b = \sqrt{3} \dot{I}_{a1} e^{j30^\circ} \\ \dot{I}_c &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (2-18)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_A &= \dot{I}_C = \dot{I}_{a1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{I}_k^{(2)} \\ \dot{I}_B &= 2 \dot{I}_A = \frac{2}{\sqrt{3}} \dot{I}_k^{(2)} \end{aligned} \right\} \quad (2-19)$$

由式 (2-18) 和式 (2-19) 可见，d 侧 a、b 两相发生短路时，YN 侧 A 相和 C 相中的电流只为 B 相电流的一半。若在 d 侧其他两相发生短路时，分析结果表明，总有一相电流比另两相电流大一倍。用同样的方法可分析在 YN 侧发生各种相别的两相短路时，d 侧电流的分布，也会得出相同结论。总之，当 YNd11 接线变压器后发生某种相别的两相短路时，另一侧中有两相的电流只为第三相的一半。

当采用变压器高压侧 (YN 侧) 的过电流保护，作为变压器保护的后备保护时，若保护采用三相完全星形接线，则接于 B 相的电流继电器灵敏度最高，是其他两相电流继电器的两倍。当采用两相不完全星形接线时，因 B 相上没有电流继电器，所以不能反应 B 相的最大电流，故灵敏度只有三相完全星形接线时的一半。为克服这一缺点，可在不完全星形接线的中性线上接入一个电流继电器，如图 2-13 (a) 所示，流过这个继电器的电流大小与 B

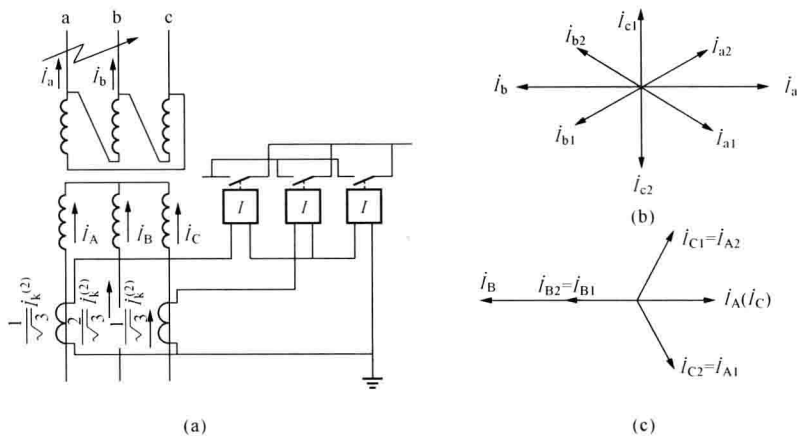


图 2-13 YNd11 接线变压器后两相接地时的电流分布
(a) 接线图；(b) d 侧电流相量图；(c) Y 侧电流相量图

相电流相等。因此，利用这个继电器可以提高 YNd11 变压器后两相短路故障时的灵敏度，使之与三相短路故障时的灵敏度相同。这种接线也称为二相三继电器接线。

2.1.6 阶段式电流保护

1. 装置构成

目前我国运行中的 110kV 以下电压等级的电网，主要承担供、配电任务，发生单相接地后为保证继续供电，中性点采用非直接接地方式；为了便于继电保护的整定配合，通常采用双电源互为备用，正常时采用单侧电源供电运行方式。其保护一般由阶段式动作特性的电流保护担任，如图 2-14 所示。

无时限电流速断保护虽然能迅速切除短路故障，但不能保护线路全长；限时电流速断保护虽能保护全长，却不能作为相邻线路的后备；而过电流保护可保护本线路及相邻线路全长，但作本线路的主保护时，往往动作时间较长，它们各有优缺点。为了保证迅速可靠地切除故障，常常将无时限、限时电流速断及定时限过电流保护组合在一起，构成一整套保护，使之相互补充和配合，称为三段式电流保护，并通常将无时限电流速断保护称为Ⅰ段，限时电流速断保护称为Ⅱ段，定时限过电流保护称为Ⅲ段。Ⅰ段和Ⅱ段保护共同组成线路的主保护，Ⅲ段保护作为本线路Ⅰ、Ⅱ段保护的近后备，也作为下一线路保护的远后备。

图 2-14 所示为电磁型三段式电流保护接线图。保护采用不完全星形接线，它的第Ⅰ段保护由电流继电器 1KA、2KA，信号继电器 1KS 组成；第Ⅱ段保护由电流继电器 3KA、4KA，时间继电器 1KT 及信号继电器 2KS 组成；第Ⅲ段由电流继电器 5KA、6KA、7KA，时间继电器 2KT 及信号继电器 3KS 组成。为了在 YNd11 接线变压器后两相短路时，提高第Ⅲ段保护的灵敏性，采用了 7KA 电流继电器。为了便于分析故障，各段均有信号继电器，任一段保护动作都作用于同一出口继电器 KCO 跳三相。保护中各段是独立工作的，可以通过连接片投用或停用其中的某段。

继电保护接线图一般可以用原理接线图和展开图两种形式来表示。原理接线图如图 2-14 (a)所示，每个继电器的线圈和触点都画在一个图形内，所有元件都用设备文字符号标注。原理图对整个保护的工作原理能给出一个完整的概念，使初学者容易理解，但交、直

流回路合在一张图上,有时难以进行回路的分析和检查。

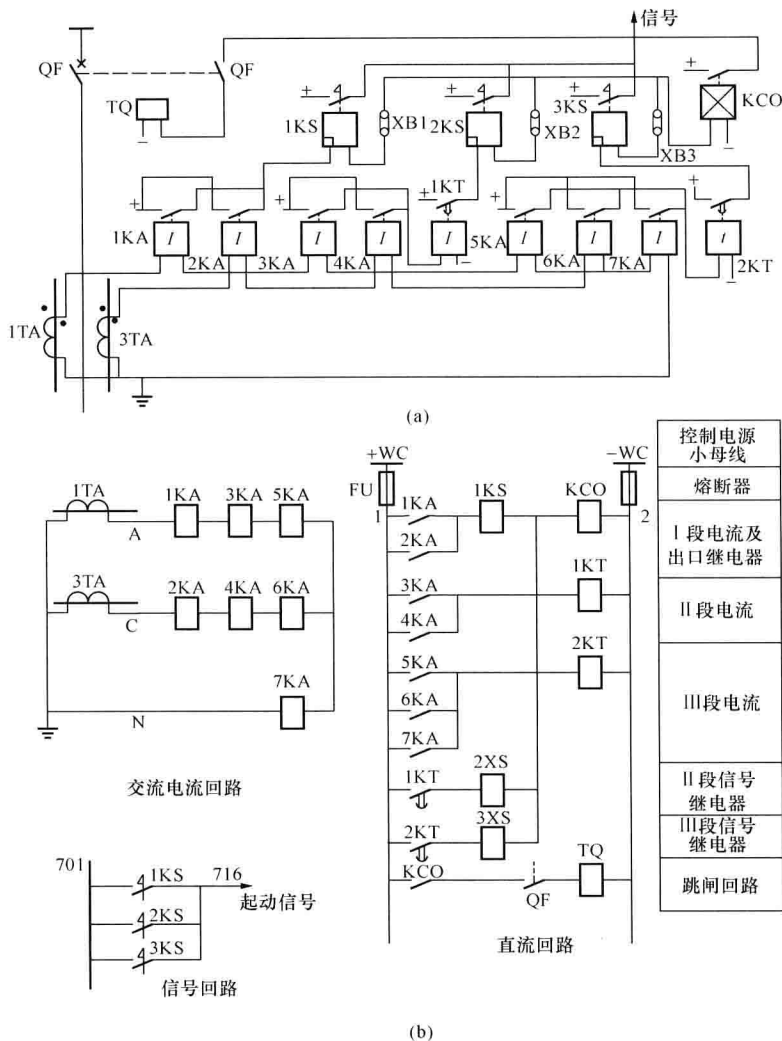


图 2-14 三段式电流保护接线图

(a) 原理图; (b) 展开图

展开图中将交、直流回路分开表示,如图 2-14 (b) 所示。其特点是每个继电器的线圈和触点根据实际动作的回路情况分别画在图中不同的回路上,但仍然用相同的符号标注,以便查对。展开图中,继电器线圈和触点的连接尽量按照故障后动作的顺序,自左而右、自上而下地依次排列。展开图接线简单,层次清楚,阅读和查对十分方便,对于较复杂的保护,更显示出其优越性。因此,在生产实际中得到了广泛的应用。

2. 动作行为分析

三段式电流保护各段参数的整定方法如前所述,其保护区和动作时限的配合情况如图 2-15 所示。由图可见,线路首端附近发生的短路故障,由第 I 段切除,线路末端附近发生的短路故障,由第 II 段切除,第 III 段只起后备作用。因此,输电线路任何处发生的短路故

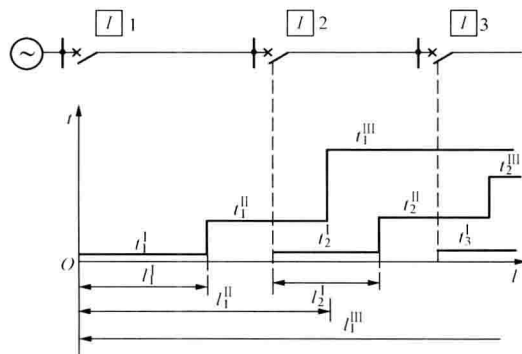


图 2-15 三段式电流保护的保护区和时限配合特性

障,一般可在 0.5s 时限内有选择性地被切除。

最后指出,三段式电流保护不一定三段全部投入,这由整定和校验的结果来决定。当系统运行方式变化很大,无时限电流速断实际保护范围太短或无保护范围时,可不投入;在线路变压器组接线中,无时限电流速断已能保护线路全长,则 II 段也可以不投入;处在电网末端的输电线路,可能出现限时电流速断与过电流保护的动作时限相等的情况,此时,II 段也不必投入。

2.2 电网相间短路的方向电流保护

2.2.1 方向性电流保护的工作原理

2.1 节所讲的三段式电流保护是利用相间短路后电流幅值增大的特征来区分故障与正常运行状态的。这种简单的保护方式在多电源网络中已不能满足系统运行的要求。

例如在图 2-16 所示的双侧电源网络接线中,由于两侧都有电源,为了提高供电可靠性,在每条线路两侧均需装设断路器和保护装置,以便在线路上故障时,使两侧断路器跳闸切除故障。当在图 2-16 (a) 中的 k1 点短路时,按照选择性的要求,应该由距故障点最近的保护 3 和 4 动作切除故障。M 侧电源供给的短路电流为 \dot{I}_{kM} , 若 $I_{kM} > I_{oper.2}$, 则保护 2 和 3 的无时限电流速断保护同时动作,错误地将断路器 2QF 跳开,造成变电站 P 全部停电。所以对电流速断保护来说,在双电源线路上难于满足选择性的要求。如果过电流保护动作时限,即 $t_3 > t_2$, 则保护 2 的过电流保护也要误动作。

分析双侧电源供电情况下所出现的这一新矛盾,可以发现, k1 点短路故障时,流经保护 2、5 的短路功率方向是由被保护线路流向母线,保护不应该动作;而流经保护 3、4 的短路功率方向是由母线流向被保护线路,保护应该动作。同样, k2 点短路故障时,流经保护 4 的短路功率方向是由被保护线路流向母线,保护不应该动作;而流经保护 5 的短路功率方向是由母线流向被保护线路,保护应该动作。由此可知,若在一般过电流保护 2、3、4、5 上各加一方向元件,即功率方向继电器,它的功能是只有当短路功率是由母线流向线路时,才允许保护动作,反之不动作。这样,就解决了保护动作的选择性问题。这种在过电流保护基础上加一方向元件的保护称为方向电流保护。

图 2-16 (b) 所示为一双侧电源辐射形电网,电网中装设了方向过电流保护,图中所示箭头方向,即为各保护的動作方向,这样就可将两个方向的保护拆开看成两个单电源辐射形电网的保护。其中,保护 1、3、5 为一组,保护 2、4、6 为另一组,如各同方向保护的时限仍按阶梯原则来整定,它们的时限特性如图 2-16 (c) 所示。当 k1 点发生短路时,保护 2 和 5 处的短路功率方向是由线路流向母线,与保护方向相反,即功率为负,保护不动作。

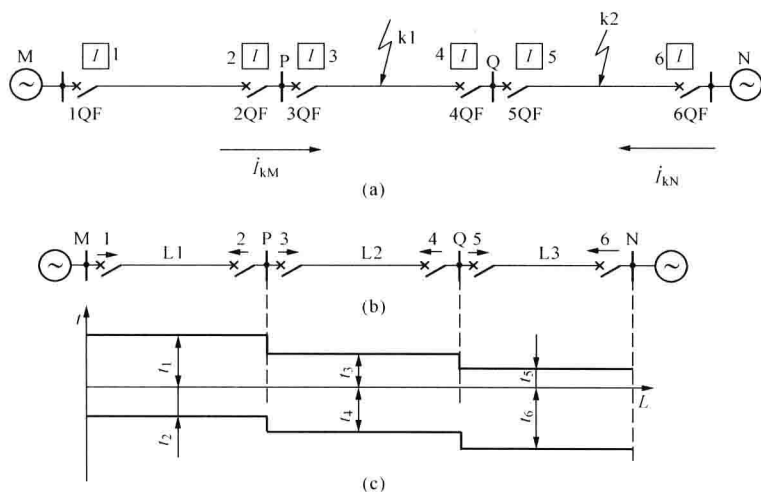


图 2-16 双侧电源网络接线及保护动作方向的规定

(a) 双电源辐射形电网；(b) 各保护动作方向的规定；(c) 方向过电流保护的阶梯型时限特性

而保护 1、3、4、6 处短路功率方向为由母线流向线路，与保护方向相同，即功率为正，故保护 1、3、4、6 都起动，但由于 $t_1 > t_3$, $t_6 > t_4$ ，故保护 3 和 4 先动作跳开相应断路器，短路故障消除，保护 1 和 6 返回，从而保证了保护动作的选择性。

图 2-17 示出了方向过电流保护单相原理接线图。其中电流继电器 KA 为电流测量元件，用来判别短路故障是否在保护区内；功率方向继电器 KW 用来判别短路故障方向；时间继电器 KT 用来建立过电流保护动作时限。

2.2.2 功率方向继电器工作原理

现以图 2-18 (a) 所示系统为例，说明判断功率方向继电器正、反方向故障的工作原理。以装于线路 PN 上的 P 侧方向过电流保护 1 中方向继电器为例，它通过电压互感器 TV 和电流互感器 TA 分别取得电压 \dot{U}_g 和电流 \dot{I}_g 。电流以由母

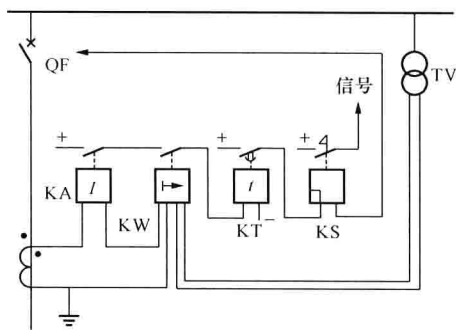


图 2-17 方向过电流保护原理接线图

线流向线路作为假定正方向，而电压以母线高于地为假定正方向，如图 2-18 (a) 所示。设电流互感器和电压互感器变比都为 1，当正方向 k1 点发生三相短路时，电流、电压相量如图 2-18 (b) 所示， φ_{k1} 在 $0 \sim \frac{\pi}{2}$ 范围内变化，即 φ_{k1} 为锐角，其短路功率 $P_{k1} = UI_{k1} \cos \varphi_{k1} > 0$ ；当反方向 k2 点发生三相短路时，电流、电压相量如图 2-18 (c) 所示， φ_{k2} 在 $180^\circ + \varphi_{k1}$ 范围内变化，即 φ_{k2} 为钝角，其短路功率 $P_{k2} = UI_{k2} \cos(180^\circ + \varphi_{k1}) < 0$ 。由上述分析可知，若 $P_k > 0$ ，说明故障点在其保护正方向；若 $P_k < 0$ ，说明故障点在其保护的

反方向。所以功率方向继电器的工作原理，实质上就是判断母线电压 \dot{U} 和流入线路电流 \dot{I}_k 间的相位角是否在 $90^\circ \sim -90^\circ$ 范围内，常用式

$$-90^{\circ} \leq \arg \frac{\dot{U}}{\dot{I}_k} \leq 90^{\circ} \quad (2-20)$$

表示其动作条件。式中, 符号 \arg 表示相量 $\frac{\dot{U}}{\dot{I}_k}$ 的幅角, 即分子的相量超前于分母相量的角度。若相角在式 (2-20) 的范围内时, $P_k > 0$, 故障点在其保护方向上, 继电器动作; 否则不动作。

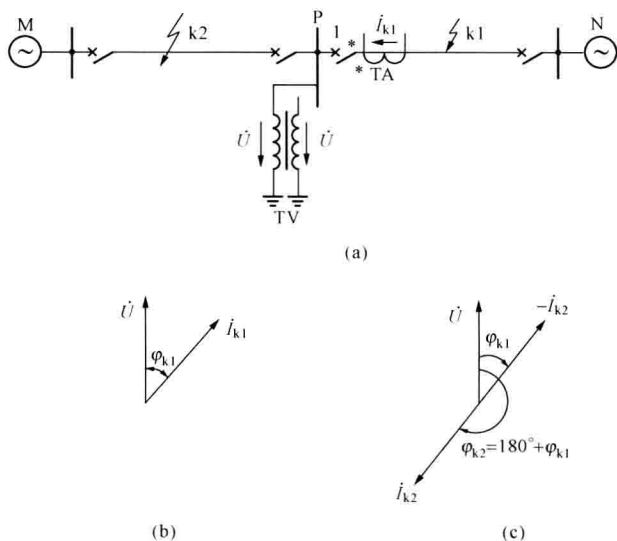


图 2-18 功率方向继电器工作原理说明

(a) 网络接线; (b) k_1 点短路时相量图; (c) k_2 点短路时相量图

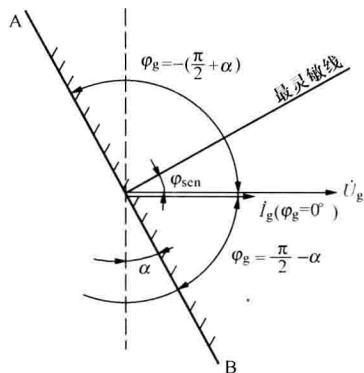


图 2-19 功率方向继电器动作特性

一般的功率方向继电器当输入电压和电流的幅值不变时, 其输出值随两者相位差的大小而改变。为了保证当短路点有过渡电阻、线路阻抗角 φ_k 在 $0^{\circ} \sim 90^{\circ}$ 范围内变化情况下正方向故障时, 继电器都能可靠动作, 继电器动作的角度范围通常取为最灵敏位置的前后 90° 范围内, 即取为电压超前电流 $\varphi_{scn} \pm 90^{\circ}$ 的范围, φ_{scn} 为最大灵敏角, 其动作特性在复数平面上是一条直线, 如图 2-19 所示, 阴影部分为动作区。垂直于动作边界线的直线称为方向继电器的最灵敏线, 即当继电器中电流 \dot{I}_g 落在该线上时, 继电器动作最灵敏。其动作方程可表示为

$$-90^{\circ} - \alpha \leq \arg \frac{\dot{U}_g}{\dot{I}_g} \leq 90^{\circ} - \alpha \quad (2-21)$$

式中 α ——继电器内角, 一般在 $30^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 之间取值。

2.2.3 功率方向继电器的接线方式

功率方向继电器的接线方式是指它与电流互感器和电压互感器之间的连接方式, 即加到

继电器上的电压 \dot{U}_g 和电流 \dot{I}_g 如何选取的问题。在考虑接线方式时,应满足以下要求。

(1) 必须保证功率方向继电器具有良好的方向性,即正方向发生任何类型的短路故障时,继电器都能动作,而反方向短路故障时不动作。

(2) 尽量使功率方向继电器在正向短路故障时具有较高的灵敏性,即故障后加入继电器的电压 \dot{U}_g 和电流 \dot{I}_g 应尽可能大,并使 φ_g 尽可能接近于最大灵敏角 φ_{sen} 。

对于相间短路保护用的功率方向继电器,为满足上述要求,广泛采用 90° 接线方式。这种接线方式的各相功率方向继电器,所加电压 \dot{U}_g 和电流 \dot{I}_g 列于表 2-1 中。

表 2-1 功率方向继电器的接线方式

继电器	\dot{I}_g	\dot{U}_g
1KW	\dot{I}_a	\dot{U}_{bc}
2KW	\dot{I}_b	\dot{U}_{ca}
3KW	\dot{I}_c	\dot{U}_{ab}

所谓 90° 接线,是指在三相对称且功率因数 $\cos\varphi=1$ 的情况下,加入各相功率方向继电器的电压 \dot{U}_g 和电流 \dot{I}_g 间的相角差为 90° ,如图 2-20 所示。图 2-20 示出了功率方向继电器采用 90° 接线方式时,方向过电流保护的原理接线。

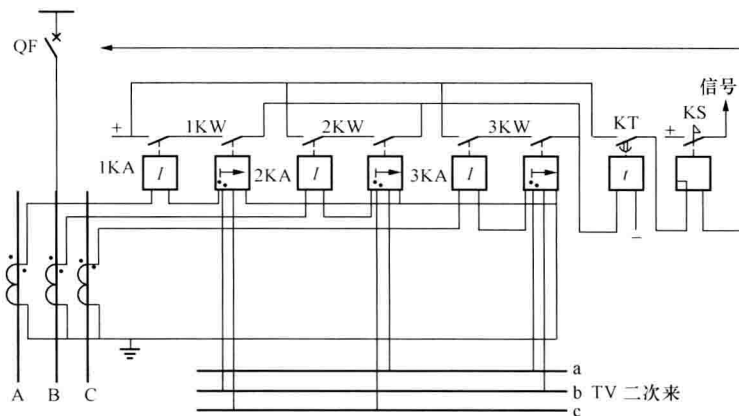


图 2-20 功率方向继电器采用 90° 接线方式时,方向过电流保护原理接线图

下面分析采用 90° 接线的功率方向继电器,当在线路正方向发生各种相间短路情况下,继电器的动作情况。

1. 正方向发生三相短路

正方向发生三相短路时的相量图如图 2-21 所示, \dot{U}_a 、 \dot{U}_b 、 \dot{U}_c (该电压已归算到电压互感器的二次值) 表示保护安装地点的母线电压, \dot{I}_a 为 A 相的短路电流, 电流滞后 A 相电压的角度为线路阻抗角 φ_k 。

因三相短路是对称短路,三只功率方向继电器都处在相同条件下,故只取其中一只功率方向继电器进行分析。以 A 相继电器 1KW 为例,接入继电器的电流、电压分别为 $\dot{I}_g = \dot{I}_a$ 、 $\dot{U}_g = \dot{U}_{bc}$,其动作行为如图 2-21 所示。图中带阴影线的直线为 $\alpha=30^\circ$ 时 A 相功率方向继

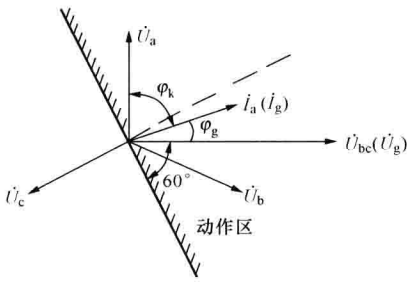


图 2-21 三相短路时保护处电流电压相量图及 1kW 动作行为

电器的动作边界，虚线为最大灵敏线，右上方的区域为动作区。由图可知

$$\varphi_g = -(90^\circ - \varphi_k)$$

式中 φ_g —— \dot{U}_g 与 \dot{I}_g 之间的夹角，取负值，是因为电流超前于电压。

设 $\varphi_k = 70^\circ$ ，则 $\varphi_g = -20^\circ$ ，取 $\alpha = 30^\circ$ 就可以使继电器处于最灵敏状态附近，如图 2-21 所示。

2. 正方向发生两相短路

下面对图 2-22 所示的 B、C 两相短路功率方向继电器行为进行分析。

(1) 近处两相短路。短路点位于保护安装地点附近，BC 两相短路时，保护安装处的电流、电压相量，如图 2-22 (a) 所示。短路电流 \dot{I}_b 由电动势 \dot{E}_{bc} 产生， \dot{I}_b 滞后 \dot{E}_{bc} 的角度为 φ_k ，短路点（即保护安装地点）的电压为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_a &= \dot{U}_{ka} = \dot{E}_a \\ \dot{U}_b &= \dot{U}_{kb} = -\frac{1}{2} \dot{E}_a \\ \dot{U}_c &= \dot{U}_{kc} = -\frac{1}{2} \dot{E}_a \end{aligned} \right\} \quad (2-22)$$

对于 B 相功率方向继电器， $\dot{I}_{gb} = \dot{I}_b$ ， $\dot{U}_{gb} = \dot{U}_{ca}$ ， $\varphi_{gb} = -(90^\circ - \varphi_k)$ 。当 $\varphi_k = 70^\circ$ 左右时，作出 $\alpha = 30^\circ$ 时的动作特性线，如图 2-22 (a) 中直线 cd 所示，阴影线一侧为 2kW 的动作区，直线 ab 为最大灵敏线。

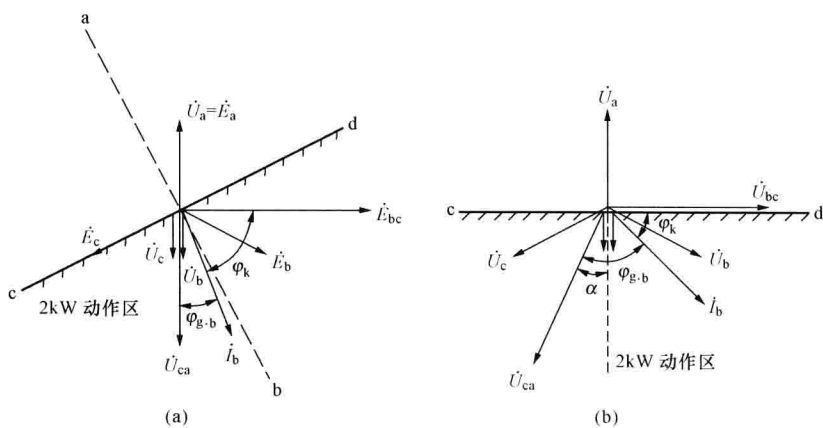


图 2-22 两相短路时功率方向继电器行为分析
(a) 近处两相短路；(b) 远处两相短路

(2) 远处两相短路。短路点远离保护安装地点远处 BC 两相短路时，保护安装处的电流、电压相量如图 2-22 (b) 所示。保护安装处的电压近似等于电源各相的电动势，短路电流 \dot{I}_b 由电动势 \dot{E}_{bc} 产生， \dot{I}_b 滞后 \dot{E}_{bc} 的角度为 φ_k ，保护安装地点的电压表达式为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_a &= \dot{E}_a \\ \dot{U}_b &= \dot{U}_{kb} + \dot{I}_b Z_k \approx \dot{E}_b \\ \dot{U}_c &= \dot{U}_{kc} + \dot{I}_c Z_k \approx \dot{E}_c \end{aligned} \right\} \quad (2-23)$$

对于B相继电器, $\dot{I}_{gb} = \dot{I}_b$, $\dot{U}_{gb} = \dot{U}_{ca} \approx \dot{E}_{ca}$, $\varphi_{gb} = -(120^\circ - \varphi_k)$ 。当 $\varphi_k = 70^\circ$ 左右时, 作出 $\alpha = 30^\circ$ 时的动作特性线, 如图 2-22 (b) 中直线 cd 所示, 阴影线一侧为 2KW 的动作区。

2.2.4 非故障相电流的影响和按相起动

1. 非故障相电流的影响

由电力系统故障分析可知, 电网中发生不对称短路时, 非故障相中仍有电流流过, 此电流称为非故障相电流。非故障相功率方向继电器不能判别故障方向, 是处于动作状态还是处于制动状态, 完全由负荷电流性质确定。对于接地短路故障, 非故障相中除负荷电流外, 还存在零序电流分量, 故对功率方向继电器的影响更为显著。

下面以图 2-23 (a) 中 k 点单相接地为例来说明非故障相电流对功率方向继电器的影响。当 MN 线路 N 侧出口单相接地时, 零序电流分量 $3\dot{I}_0$ 经变压器 2TM 中性点构成通路。对于 NP 线路, 除负荷电流分量外, 各相仅有流向 N 侧的零序电流 \dot{I}_0 ; 对 NP 线路 N 侧的 B 相、C 相功率方向继电器, $\dot{I}_{g,b} = \dot{I}_{g,c} = -\dot{I}_0$ (不计负荷电流)。N 母线上 A 相电压为零, B 相、C 相电压与正常运行电压变化不大, 作出电流、电压相量关系如图 2-23 (b) 所示, φ_k 一般在 $70^\circ \sim 80^\circ$ 附近。因 $\dot{U}_{g,b} = \dot{U}_{ca} = \dot{U}_c$ 、 $\dot{U}_{g,c} = \dot{U}_{ab} = -\dot{U}_b$, 所以 B 相、C 相功率方向继电器的动作特性线, 如图 2-23 (b) 中直线 ab、cd 所示, 阴影线一侧为 $\dot{I}_{g,b}$ 、 $\dot{I}_{g,c}$ 的动作区。显然, 无论 α 取 30° 还是 45° , $\dot{I}_{g,b}$ 和 $\dot{I}_{g,c}$ 均落在动作区内, 即反向接地短路故障时, 非故障相功率方向继电器在非故障相电流 \dot{I}_0 影响下处于动作状态, 不能正确判断短路方向。

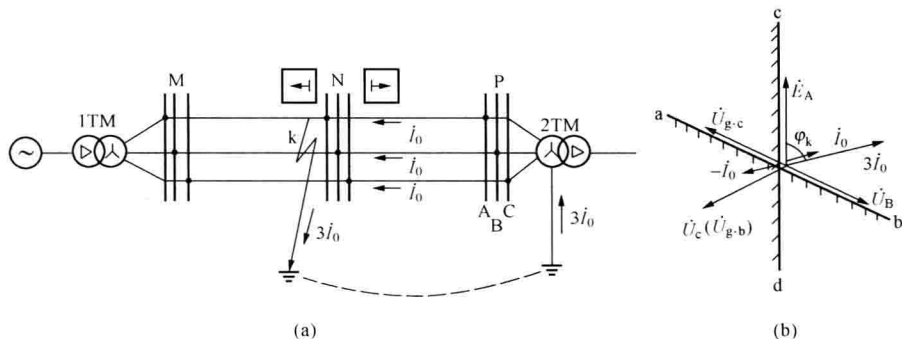


图 2-23 反向单相接地短路时功率方向继电器行为分析

(a) 网络图; (b) 相量关系

防止非故障相功率方向继电器不正确动作的措施如下:

(1) 提高电流测量元件的动作值, 使之大于非故障相电流 \dot{I}_{unf} , 在不忽略负荷电流的情况下, 非故障相电流为

$$\dot{I}_{unf} = \dot{I}_{loa} + \dot{I}_0$$

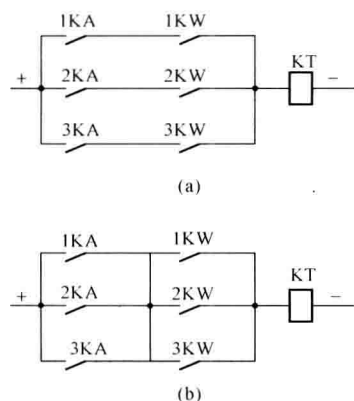


图 2-24 方向电流保护的起动方式

(a) 按相起动; (b) 非按相起动

(2) 电流继电器和功率方向继电器的触点采用按相起动接线。

2. 按相起动

按相起动接线是指同名相（例如 A 相）的电流测量元件和功率方向继电器的触点直接串联，即构成“与”门，而后起动保护出口回路，如图 2-24 (a) 所示。保护采用按相起动接线后，当反方向发生不对称短路故障时，因非故障相的电流元件不会动作，所以保护不会误起动。如果保护采用图 2-24 (b) 所示的不按相起动接线，则在反方向不对称短路故障时，故障相的电流元件通过非故障相功率方向继电器误起动保护，造成保护误动作。

2.3 电网的接地保护

目前我国 110kV 及以上电压等级的电力系统，均属于中性点直接接地系统（又称大接地电流系统）。根据运行统计，在这种系统中，单相接地故障占故障总数的 80%~90%。单相接地故障主要依靠接地距离和零序电流方向进行保护。

在中性点非直接接地系统（又称小接地电流系统）中，发生单相接地故障时，由于故障点电流很小，往往比负荷电流小得多，三相之间的线电压仍然保持对称，对负荷的供电没有影响，因此，在单相接地故障时，一般只要求继电保护能有选择性地发出信号，而不必跳闸。

2.3.1 中性点直接接地系统中接地故障的保护

在中性点直接接地系统中发生非对称接地故障时，电网中将出现零序电流、零序电压，利用零序电压、电流构成大接地电流系统的接地保护，具有显著的优点。

1. 接地故障时零序分量的分布特点

在中性点直接接地电网中发生接地故障时，可以利用对称分量法将电流、电压分解成各序分量，并用复合序网表示各序分量的关系。如图 2-25 (a) 所示的电网 k 点发生接地故障时的等效零序网络如图 2-25 (b) 所示。图中 Z_{Mk0} 和 Z_{Nk0} 分别为故障点两侧线路零序阻抗， Z_{M0} 和 Z_{N0} 为两侧变压器零序阻抗，零序电流可以看成是在故障点出现一个零序电动势 \dot{U}_{k0} 而产生，它只在中性点接地的变压器之间流动。

根据零序网络可写出故障点处、母线 M 和 N 处的零序电压为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{k0} &= -\dot{I}_{k0}(Z_{M0} + Z_{Mk0}) \\ \dot{U}_{M0} &= -\dot{I}_{M0}Z_{M0} \\ \dot{U}_{N0} &= -\dot{I}_{N0}Z_{N0} \end{aligned} \right\} \quad (2-24)$$

当 k 点发生单相接地短路时，故障点处的零序电流为

$$\dot{I}_{k0} = \frac{-\dot{U}_{k0}}{Z_{\Sigma 0}} \quad (2-25)$$

其中, $Z_{\Sigma 0}$ 为故障点的综合零序阻抗。分配到两侧的零序电流分量为 \dot{I}_{M0} 、 \dot{I}_{N0} 。

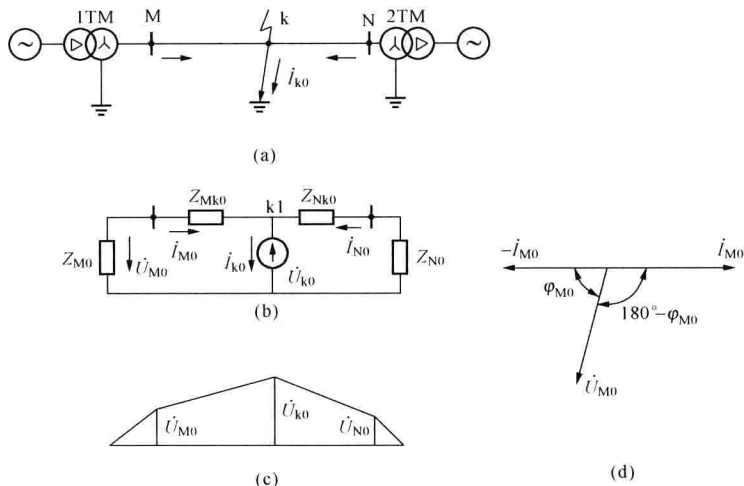


图 2-25 单相接地短路时零序分量特点

(a) 网络图; (b) k 点故障时零序网络; (c) 零序电压分布; (d) 相量图

由上述等效网络可见, 零序电压、零序电流的分布具有如下特点。

(1) 故障点处的零序电压最高, 变压器中性点接地处的零序电压为零。零序电压由故障点到接地中性点, 按线性分布, 如图 2-25 (c) 所示。

(2) 零序电流是由故障点处零序电压产生, 只在故障点与中性点接地的变压器之间流动, 并由大地构成回路。零序电流比正序电流、负序电流流动范围小。零序电流的分布仅决定于零序网络。所以, 为充分发挥零序电流保护的作用, 应尽量保持零序网络的稳定。

(3) 零序或负序功率方向与正序功率方向相反, 即正序功率方向为由母线指向故障点, 而零序功率方向却由故障点指向母线。

2. 零序电流保护的组成及多段式零序电流保护

从原理上讲, 零序电流保护与相间电流保护完全相同, 也可构成阶段式保护, 不同的是零序电流保护只反应零序电流增大而动作。它们的整定原则、校验方法也基本相似。图 2-26 所示为三段式零序电流保护原理接线。零序电流保护 I 段为零序电流速断保护, 限时零序电流速断保护为零序 II 段, 零序过电流保护为零序电流保护 III 段。

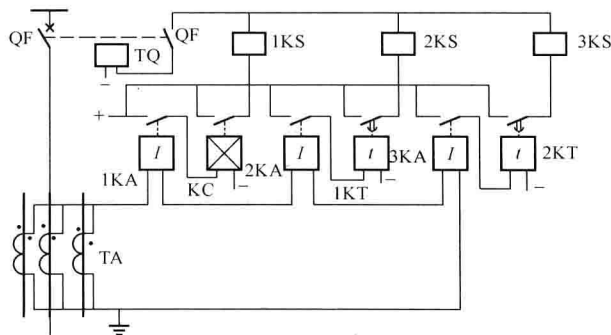


图 2-26 三段式零序电流保护原理图

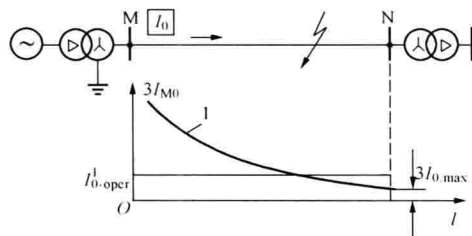


图 2-27 无时限零序电流速断保护的整定说明图

(1) 无时限零序电流速断保护。无时限零序电流速断保护的工作原理和整定原则, 与相间无时限电流速断保护类似, 其动作电流的整定可用图 2-27 来说明。图中曲线 1 为线路 MN 发生接地故障时流过 M 侧保护的最大零序电流与故障点位置的关系曲线。为了保证保护的動作选择性, M 处无时限零序电流速断保护动作电流应按以下条件来整定。

1) 躲过被保护线路末端接地短路故障时, 流过本保护的最大零序电流

$$I_{0\cdot\text{oper}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}} \times 3I_{0\cdot\text{max}} \quad (2-26)$$

式中 $I_{0\cdot\text{max}}$ —— N 处发生接地故障时, 流过 M 处保护的最大零序电流;

K_{rel} —— 可靠系数, 一般取 1.25~1.3。

2) 躲过断路器三相触头不同时合闸时, 流过保护的最大零序电流

$$I_{0\cdot\text{oper}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}} \times 3I_{0\cdot\text{ust}} \quad (2-27)$$

式中 K_{rel} —— 可靠系数, 一般取 1.1~1.2;

$I_{0\cdot\text{ust}}$ —— 三相触头不同时合闸时, 出现的最大零序电流。

$I_{0\cdot\text{ust}}$ 只在不同时合闸期间存在, 所以持续时间较短。若保护动作时间大于断路器三相不同期时间, 则可不考虑这个整定条件。

3) 当被保护线路采用单相自动重合闸时, 保护还应躲过单相重合闸过程中出现非全相运行又伴随振荡时的零序电流, 即

$$I_{0\cdot\text{oper}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}} \times 3I_{0\cdot\text{unc}} \quad (2-28)$$

式中 K_{rel} —— 可靠系数, 一般取 1.1~1.2;

$I_{0\cdot\text{unc}}$ —— 非全相振荡时的零序电流。

零序电流 I 段的动作电流取上述三个条件计算的最大者。

按照上述条件整定可能使动作值太高, 难以满足灵敏度要求, 通常采取如下措施。

断路器三相触头不同时接通所引起的零序电流持续时间短, 一般引入 0.1s 延时即可躲过, 这样整定动作电流时不必考虑此项。

通常按式 (2-28) 整定的动作值较高, 这意味着零序 I 段的保护区缩短。为不使保护区缩短, 充分发挥零序 I 段保护的作用, 通常是设置两个零序 I 段保护: 一个是按条件 1) 或 2) 整定 (一般称为“灵敏 I 段”), 它主要是对全相运行状态下的接地故障起保护作用, 定值较小, 具有较大的保护范围。而当单相重合闸时, 为防止误动, 则将其自动闭锁, 待恢复全相运行时才重新投入。另一个零序 I 段保护按条件 3) 整定 (称为不灵敏 I 段), 用于在单相重合闸过程中, 其他两相又发生接地故障时的保护。

(2) 限时零序电流速断保护。限时零序电流速断保护的工作原理与相间短路电流保护 II 段类似, 其作用与相间短路的限时电流速断保护相同。其动作电流、动作时限与相邻线路零序 I 段配合。

1) 按与相邻线路的零序 I 段配合整定。在图 2-28 中, 保护 1 的 II 段零序电流保护一次整定值为

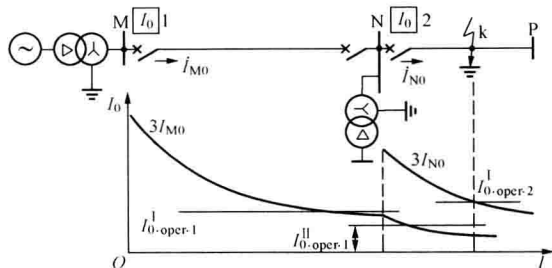


图 2-28 限时零序电流速断保护
与相邻线路零序 I 段配合图

$$I_{0,oper,1}^{\text{II}} = \frac{K_{\text{rel}}}{K_b} I_{0,oper,2}^{\text{I}} \quad (2-29)$$

式中 $I_{0,oper,2}^{\text{I}}$ ——相邻线路保护 2 的零序 I 段的动作电流；

K_{rel} ——可靠系数，取 1.1；

K_b ——分支系数，其值为相邻线路零序 I 段保护范围末端（图 2-28 中 k 点）接地故障时，相邻线路的零序电流与流过本线路的零序电流之比， $K_b = \frac{I_{N0}}{I_{M0}}$ ，取最小值。

如果邻线路有两个零序 I 段，则式 (2-29) 中的 $I_{0,oper,2}^{\text{I}}$ 应为不灵敏 I 段的动作电流。

2) 按躲过非全相运行时的零序电流整定“躲非全相运行 II 段”。“躲非全相运行 II 段”又称“不灵敏 II 段”，动作电流按下式整定

$$I_{0,oper,1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} \times 3I_{0,unc} \quad (2-30)$$

式中 $I_{0,unc}$ ——本线路非全相运行时的最大零序电流。

零序 II 段的灵敏度应按被保护线路末端接地故障时流过保护的最小 3 倍零序电流来校验，要求 $K_{\text{sen}} \geq 1.3 \sim 1.5$ 。当被保护线路较长或系统运行方式变化较大时，灵敏度往往不够，可以采取以下措施。

零序 II 段动作电流可按与相邻线路零序 II 段配合整定，其动作时限应较相邻线路零序 II 段时限大一时间级差；保留 0.5s 的零序 II 段，同时增加一个按上述原则与相邻线路零序 II 段配合的 1s 的零序 II 段；0.5s 的 II 段定值大，能在较大的运行方式下以较短的时限切除本线路上的接地故障，1s 的 II 段定值小，可以保证在各种运行方式下线路末端接地故障时有足够的灵敏度；从电网全局考虑，改用接地距离保护。

(3) 零序过电流保护。零序过电流保护工作原理与反应相间短路的过电流保护相似，作为接地短路故障的后备保护，但在中性点直接接地电网的终端线路上，也可以作为主保护。零序过电流保护整定原则如下。

1) 躲过相邻线路出口处发生三相短路时，流过保护的最大不平衡电流，即

$$I_{0,oper,1}^{\text{III}} = K_{\text{rel}} I_{\text{unb,max}} \quad (2-31)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数，取 1.2~1.3；

$I_{\text{unb,max}}$ ——相邻线路出口处发生三相短路时，零序电流滤过器所输出的最大不平衡电流。

$I_{\text{unb}\cdot\text{max}}$ 可按式计算

$$I_{\text{unb}\cdot\text{max}} = K_{\text{aper}} K_{\text{st}} K_{\text{err}} I_{\text{k}\cdot\text{max}}^{(3)} \quad (2-32)$$

式中 K_{aper} ——非周期分量系数 ($t = 0\text{s}$ 时, 取 $1.5 \sim 2$; $t \geq 0.5\text{s}$ 时, 取 1);

K_{st} ——电流互感器同型系数, 三相同型时取 0.5 , 不同型时取 1 ;

K_{err} ——电流互感器 10% 误差, 取 0.1 ;

$I_{\text{k}\cdot\text{max}}^{(3)}$ ——相邻线路出口处三相短路时, 流经保护安装点的最大短路电流。

2) 与相邻线路Ⅲ段零序电流保护的灵敏度取得配合。为了获得动作的选择性, 零序过电流保护的电流保护的整定计算, 必须按逐级配合的原则来考虑。就是本线路Ⅲ段零序电流保护的Ⅲ段零序电流保护的保护范围不能超过相邻线路Ⅲ段零序电流保护的Ⅲ段零序电流保护的保护范围。例如图 2-28 中, 保护 1 的Ⅲ段零序电流保护定值应按式来确定

$$I_{0\cdot\text{oper}\cdot 1}^{\text{III}} = \frac{K_{\text{rel}}}{K_{\text{b}}} I_{0\cdot\text{oper}\cdot 2}^{\text{III}} \quad (2-33)$$

以零序过电流保护作为本线路保护后备时, 应按本线路末端发生接地短路时流经保护的最小零序电流来校验, 要求 $K_{\text{sen}} \geq 1.3 \sim 1.5$; 当作为相邻元件保护后备时, 应按相邻元件末端发生接地短路时流过保护的最小零序电流来校验, 要求 $K_{\text{sen}} \geq 1.2$ 。

按上述原则整定的零序过电流保护, 其动作电流都很小, 故在电网发生接地短路时, 同一电压等级内各零序过电流保护都可能起动。为保证动作的选择性, 各零序过电流保护动作时限应按阶梯原则整定, 如图 2-29 所示。变压器 2TM 的零序过电流保护 3 可以是无延时的, 因为在变压器低压三角形接线侧接地短路时, 没有零序电流通过保护。为了便于比较, 在图 2-29 中还给出了相间短路过电流保护的时限特性。从图中可见, 同一线路上的零序过电流保护的时限小于相间短路过电流保护的时限。

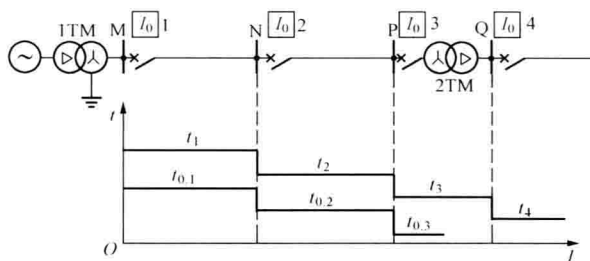


图 2-29 零序过电流保护的时限特性

3. 零序方向电流保护

(1) 增设方向元件的必要性。由于零序电流的实际流向是由故障点流向各个中性点接地的变压器, 因此在变压器接地数目比较多的复杂网络中, 就需要考虑零序电流保护动作的方向性问题。

图 2-30 所示的网络, 当在线路 MN 或 NP 上发生接地短路时, 都有零序电流流过位于母线 N 两侧的保护 2 和 3, 当 k 点发生接地故障时, 对于保护 3 来说为反方向故障。对于零序过电流保护, 若 $t_{03} < t_{02}$, 则保护 3 的零序过电流保护要先于保护 2 的零序过电流保护动作; 对于零序电流速断保护, 若 $I_{0\cdot\text{PN}}$ 高于保护 3 零序 I 段的动作值, 则保护 3 的零序 I 段将动作, 造成无选择性动作。因此, 当零序电流速断保护不能躲过反方向接地故障时流过本保

护的最大零序电流,或零序过电流保护时限不配合时,需加设方向元件构成零序方向电流保护,以保证选择性。

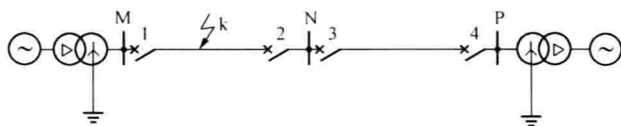


图 2-30 两侧都有中性点接地变压器的网络

(2) 零序功率方向元件。零序功率方向元件接入零序电压和零序电流,反应零序功率的方向而动作,其工作原理与实现方法同前述的功率方向元件。图 2-25 (a) 所示系统中,当 MN 线路的 k 点发生非对称接地故障时, M 侧保护取保护安装点零序电流 \dot{I}_{M0} 的参考方向为由母线指向线路,零序电压 \dot{U}_{M0} 的参考方向为由母线指向地,由图可知, \dot{U}_{M0} 、 \dot{I}_{M0} 的关系可表示为

$$\dot{U}_{M0} = -\dot{I}_{M0} Z_{M0} \quad (2-34)$$

式中 Z_{M0} ——保护背后系统的等值零序阻抗。

保护安装点零序电压 \dot{U}_{M0} 和零序电流 \dot{I}_{M0} 的相位关系如图 2-25 (d) 所示,正向故障时,保护安装点零序电流 \dot{I}_{M0} 超前保护安装点零序电压 \dot{U}_{M0} 一个角度,这个角度为保护背后系统零序阻抗角的补角,约 110° 左右。若取 $\varphi_{\text{sen}} = -90^\circ \sim -110^\circ$,继电器会工作在最灵敏的条件之下。

4. 大接地电流系统零序保护的评价

带方向和不带方向的零序电流保护是简单而有效的接地保护方式,它与采用完全星形接线方式的相间短路电流保护兼作接地短路保护比较,具有如下特点。

(1) 灵敏度高。过电流保护是按最大负荷电流整定,继电器动作电流一般为 $5 \sim 7\text{A}$ 。而零序过电流保护是按躲过最大不平衡电流整定,继电器动作电流一般为 $2 \sim 4\text{A}$ 。因此,零序过电流保护的灵敏度高。

由于零序阻抗远较正序阻抗、负序阻抗大,故线路始端与末端接地短路时,零序电流变化显著,曲线较陡,因此,零序 I 段和零序 II 段保护范围较大,其保护范围受系统运行方式影响较小。

(2) 动作迅速。零序过电流保护的動作时限,不必与 Yd 接线的降压变压器后的线路保护动作时限相配合,因此,其动作时限比相间过电流保护动作时限短。

(3) 不受系统振荡和过负荷的影响。当系统发生振荡和对称过负荷时,三相是对称的,反应相间短路的电流保护都受其影响,可能误动作。而零序电流保护则不受其影响,因为振荡及对称过负荷时,无零序分量。

2.3.2 中性点非直接接地系统中单相接地故障的保护

在中性点非直接接地系统中,发生单相接地故障时,由于故障点电流很小,三相之间的线电压仍然保持对称,对负荷供电没有影响,因此,在一般情况下都允许再继续运行 $1 \sim 2\text{h}$,而不必跳闸。但未接地两相的对地电压要升高 $\sqrt{3}$ 倍,为了防止故障进一步扩大造成两点或多点接地短路,保护装置应及时发出信号,以便运行人员采取措施予以消除。但当单相

接地对人身和设备的安全有危险时，则应动作于跳闸。

1. 中性点不接地系统单相接地故障的特点和保护方式

(1) 单相接地故障的特点。图 2-31 (a) 所示为一中性点不接地的简单系统。在正常运行情况下，电网各相对地电容为 C_0 ，各相电容 C_0 在三相对称电压作用下，产生三相电容电流也是对称的，并超前相应电压 90° ，三相电容电流之和等于零。

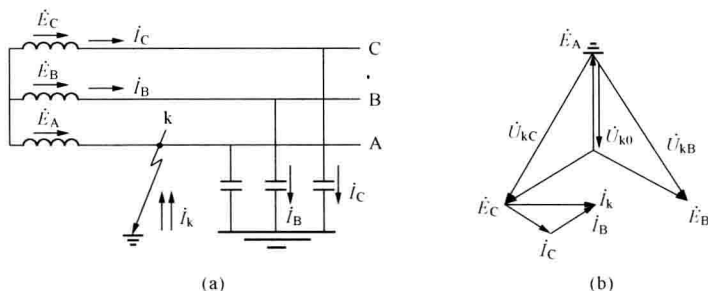


图 2-31 中性点不接地的简单系统

(a) 系统图；(b) 接地故障时的相量图

当 A 相线路发生单相接地时，A 相对地电容 C_0 被短接，电容电流为零，在接地点处 A 相对地电压为零，其他两相的对地电压要升高 $\sqrt{3}$ 倍，相量关系如图 2-31 (b) 所示。假设电网负荷为零，并忽略电源和线路上的压降，故障点处各相对地电压为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{Ak} &= 0 \\ \dot{U}_{Bk} &= \dot{E}_B - \dot{E}_A = \sqrt{3} \dot{E}_A e^{-j150^\circ} \\ \dot{U}_{Ck} &= \dot{E}_C - \dot{E}_A = \sqrt{3} \dot{E}_A e^{j150^\circ} \end{aligned} \right\} \quad (2-35)$$

故障点 k 的零序电压为

$$\dot{U}_{k0} = \frac{1}{3} (\dot{U}_{kA} + \dot{U}_{kB} + \dot{U}_{kC}) = -\dot{E}_A \quad (2-36)$$

保护安装点各相电流和故障点零序电流分别为

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_B &= j\omega C_0 \dot{U}_{kB} \\ \dot{I}_C &= j\omega C_0 \dot{U}_{kC} \\ \dot{I}_A &= -(\dot{I}_B + \dot{I}_C) = -j\omega C_0 (\dot{U}_{kB} + \dot{U}_{kC}) \\ \dot{I}_{k0} &= \dot{I}_B + \dot{I}_C = j\omega C_0 (\dot{U}_{kB} + \dot{U}_{kC}) = j\omega C_0 3 \dot{U}_{k0} \end{aligned} \right\} \quad (2-37)$$

式 (2-37) 说明，两非故障相出现超前相电压 90° 的电容电流，流向故障点的电流，即为两非故障相零序电容电流之和。

图 2-32 示出了一单电源多线路中性点不接地系统。线路 I、II 和发电机的各相对地电容分别为 C_{0I} 、 C_{0II} 、 C_{0G} 。当在线路 II 上 k 点发生 A 相接地故障后，系统中 A 相电容被短接，因而各元件 A 相对地电容电流为零。各元件的 B 相和 C 相对地电容电流，都要通过大地、故障点、电源和本元件构成的回路，如图 2-32 所示。

$$3 \dot{I}_{0I} = \dot{I}_{BI} + \dot{I}_{CI} = j3 \dot{U}_{k0} \omega C_{0I} \quad (2-38)$$

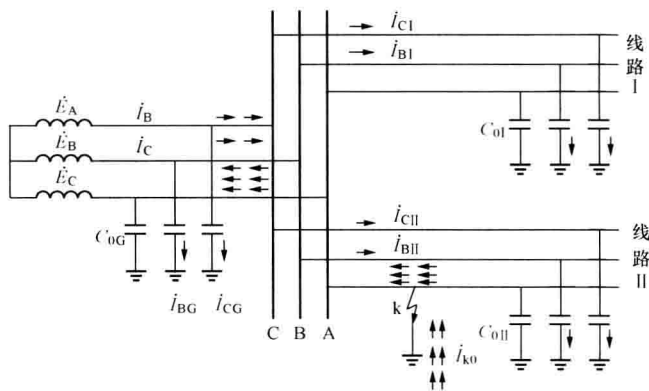


图 2-32 单相接地时,用三相系统表示的电容电流分布图

而发电机保护安装处流过的零序电容电流为

$$3 \dot{I}_{0F} = \dot{I}_{BG} + \dot{I}_{CG} = j3 \dot{U}_{k0} \omega C_{0G} \quad (2-39)$$

故障线路 II 保护安装处流过的零序电容电流,仍以由母线流向线路作为假定正方向时,则

$$\begin{aligned} 3 \dot{I}_{0II} &= (\dot{I}_{BII} + \dot{I}_{CII}) - (\dot{I}_{BI} + \dot{I}_{CI}) - (\dot{I}_{BII} + \dot{I}_{CII}) - (\dot{I}_{BG} + \dot{I}_{CG}) \\ &= -(\dot{I}_{BI} + \dot{I}_{CI} + \dot{I}_{BG} + \dot{I}_{CG}) = -j3 \dot{U}_{k0} \omega (C_{0I} + C_{0G}) \end{aligned} \quad (2-40)$$

综上所述,可得出以下结论。

- 1) 发生接地后,全系统出现零序电压和零序电流。
- 2) 非故障线路保护安装处,流过本线路的零序电容电流。容性无功功率是由母线指向非故障线路。
- 3) 故障线路保护安装处,流过的是所有非故障元件的零序电容电流之和。而容性无功功率是由故障线路指向母线,即其功率方向与非故障线路方向相反。

(2) 中性点不接地系统单相接地故障的保护方式。根据上述单相接地故障的特点,在中性点不接地系统中,其单相接地故障的保护方式主要有以下几种。

1) 无选择性绝缘监视装置。由以上分析可知,中性点不接地系统正常运行时无零序电压,一旦发生单相接地故障时就会出现零序电压。因此,可利用有无零序电压来实现无选择性的绝缘监视装置。

绝缘监视装置原理接线如图 2-33 所示,在发电厂或变电站的母线上装设一台三相五柱式电压互感器,在其星形接线的二次侧接入三只电压表,用以测量各相对地电压,在开口三角侧接入一只过电压继电器,带延时动作于信号。因装置给出的信号没有选择性,运行人员只能根据信号和三个电压表的指示情况判别故障相,而选不出故障线路。如要查寻故障线路,还需运行人员依次短时断开各条线路,根据零序电压信号是否消失来确定出故障线路。

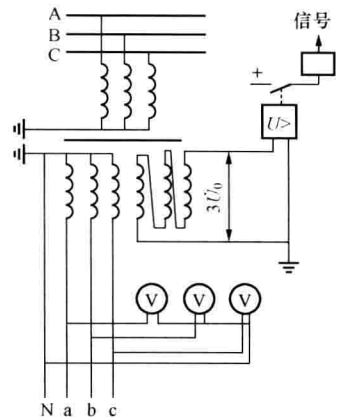


图 2-33 绝缘监视装置原理接线图

显然,这种方式只适用于比较简单并且允许短时停电的线路。

2) 零序电流保护。零序电流保护是利用故障元件的零序电流大于非故障元件的零序电流的特点,区分出故障和非故障元件,从而构成有选择性的保护。根据需要保护可动作于信号,也可动作于跳闸。

这种保护一般使用在有条件安装零序电流互感器的电缆线路或经电缆引出的架空线上。当单相接地电流较大,足以克服零序电流滤过器中的不平衡电流影响时,保护装置可接于由三只电流互感器构成的零序电流滤过器回路中。

保护装置的动作电流,应按躲过本线路的对地电容电流整定,即

$$I_{\text{oper}} = K_{\text{rel}} 3\omega C_0 U_{\text{ph}} \quad (2-41)$$

式中 U_{ph} ——相电压有效值;

C_0 ——本线路每相对地电容;

K_{rel} ——可靠系数,它的大小与动作时间有关,若保护为瞬时动作时,为防止对地电容电流暂态分量的影响,一般取 4~5;若保护为延时动作,可取 1.5~2.0。

保护的灵敏度,应按在被保护线路上发生单相接地故障时,流过保护的最小零序电流校验,灵敏系数为

$$K_{\text{sen}} = \frac{3U_{\text{ph}}\omega(C_{0\Sigma} - C_0)}{K_{\text{rel}} 3U_{\text{ph}}\omega C_0} = \frac{C_{0\Sigma} - C_0}{K_{\text{rel}} C_0} \quad (2-42)$$

式中 $C_{0\Sigma}$ ——电网在最小运行方式下,各线路每相对地电容之和。

利用零序电流互感器构成的接地保护如图 2-34 所示。在具体实施上述保护时,应该指出的是接地故障电流或其他杂散电流,可能在地中流动,也可能沿故障或非故障线路导电的电缆外皮流动。这些电流被传变到电流继电器中,就可能造成接地保护误动、拒动或降低灵敏度。为了解决这一问题,应将电缆盒及零序电流互感器到电缆盒的一段电缆对地绝缘,并将电缆盒的接地线穿回零序电流互感器的铁芯窗口再接地,如图 2-34 所示。这样,可使经电缆外皮流过的电流再经接地线流回大地,使其在铁芯中产生的磁通互相抵消,从而消除其对保护的影响。

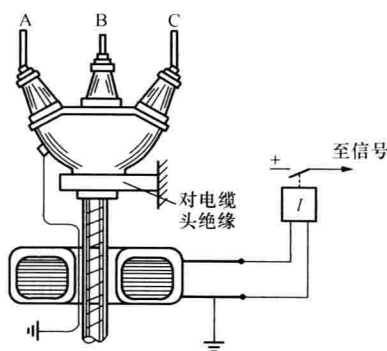


图 2-34 利用零序电流互感器构成的接地保护

3) 零序功率方向保护。在出线较少的情况下,非故障线路的零序电容电流与故障线路的零序电容电流相差不大,采用零序电流保护灵敏度很难满足要求,可利用故障线路和非故障线路零序功率方向的不同,区分出故障线路,构成有选择性的零序方向保护。

2. 中性点经消弧线圈接地系统单相接地故障的特点和保护方式

由图 2-32 可见,当中性点不接地系统中发生单相接地故障时,流过接地故障点的电流为全系统零序电容电流的总和。如果此电流较大,就会在接地点产生电弧,引起间歇性弧光过电压,造成非故障相绝缘破坏,从而发展为两点或多点接地短路,使事故扩大。为解决这一问题,通常在中性点接入一个电感线圈(消弧线圈) L ,如图 2-35 中虚线所示。当系统发生单相接地后,其中零序电容电流的分布与图 2-32 相同,所不同的是在零序电压作用下

消弧线圈有一电感电流 \dot{I}_L 经接地点流回消弧线圈。此时，流过接地点的电流除全系统零序电容电流 \dot{I}_{k0} 之外，还有消弧线圈的电感电流 \dot{I}_L 。电感电流 \dot{I}_L 补偿了接地故障点的总电容电流 \dot{I}_{k0} ，因此，接地点流回的总电流为 $\dot{I}_k = \dot{I}_L + \dot{I}_{k0}$ ，因 \dot{I}_L 与 \dot{I}_{k0} 相位相反， \dot{I}_{k0} 受到补偿而减小，其零序电流分布如图 2-35 所示。

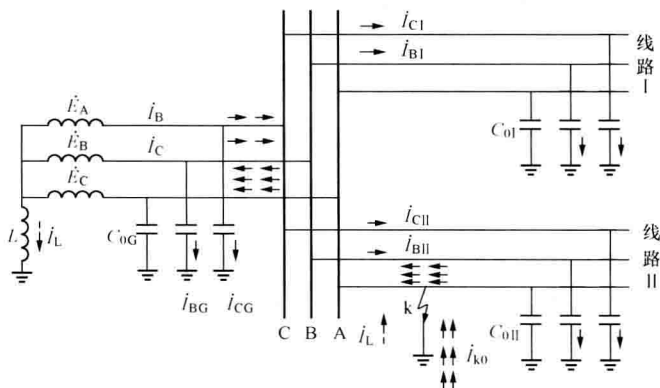


图 2-35 中性点经消弧线圈接地系统单相接地时电流分布图

根据对电容电流的补偿程度分为三种补偿方式。当 $\dot{I}_L = \dot{I}_{k0}$ 时，称为完全补偿；当 $\dot{I}_L < \dot{I}_{k0}$ 时，称为欠补偿；当 $\dot{I}_L > \dot{I}_{k0}$ 时，称为过补偿。为防止消弧线圈 L 与三相对地电容形成串联谐振，通常不采取完全补偿。欠补偿方式也不宜采用，因为欠补偿时，在接地点的电流仍然是容性的。一旦因运行方式改变或因某些线路检修切除后，电网对地电容电流减小，同样会出现串联谐振情况，从而造成过电压。实际上常用的是过补偿方式，其补偿度

$$p = \frac{|\dot{I}_L| - |\dot{I}_{k0}|}{|\dot{I}_{k0}|} \times 100\% \quad (2-43)$$

一般不大于 10%。

由此可见，中性点经消弧线圈接地电网中，当采用过补偿方式时，流经故障线路和非故障线路保护安装处的电流，是电容性电流，其容性无功功率方向都是由母线流向线路。故无法利用功率方向来判别是故障线路还是非故障线路。当过补偿度不大时，也很难利用电流大小判别出故障线路。

对中性点经消弧线圈接地系统，根据运行要求有时采用消弧线圈并（串）联电阻运行的派生接地方式，有时采用自动跟踪补偿消弧线圈。

由上述可见，在中性点经消弧线圈接地的电网，要实现有选择性地保护是很困难的。目前这类电网可采用无选择性的绝缘监视装置。除此之外，还可采用零序电流有功分量法、稳态高次谐波分量法、暂态零序电流首半波法、注入信号法、小波法等保护原理构成。

(1) 反应稳态 5 次谐波分量的接地保护。在发电机制造中虽已采用短节矩线圈，以消除 5 次谐波，但经过变压器后（由于变压器铁芯工作在近于饱和点），还会在变压器高压侧产生高次谐波，其中以 3 次、5 次谐波为主要成分。消弧线圈的作用是对基波而言的，5 次谐波的补偿作用仅相当于工频时的 1/25，5 次谐波电流的分布基本不受影响与中性点不接地电

网分布规律一样。仍可利用 5 次谐波电流构成有选择性的保护。同样,也可利用 5 次谐波功率方向构成有选择性的保护。

(2) 反应暂态零序电流的保护。前面所述有关零序电流的特点,指的都是稳态电流值。实际上,在发生单相接地,故障电压和电流的暂态过程持续时间短但含有丰富的故障信息,较稳态值大很多倍,又因为故障时的暂态过程不受接地方式的影响,即系统不接地和系统经消弧线圈接地时的暂态过程是相同的,利用暂态分量以下特点可构成接地保护。

中性点非直接接地系统发生单相接地后,故障相对地电压突然降低为零,并引起故障相对地电容放电。放电电流衰减快、振荡频率高达数千赫,这是由于放电回路电阻和电感都比较小的缘故。而非故障线路由于对地电压突然升高 $\sqrt{3}$ 倍,从而引起充电电流。因为充电回路要通过电源,故电感较大,所以充电电流衰减较慢,且振荡频率也较低(仅数百赫兹)。当发生接地故障时,暂态电容电流波形如图 2-36 所示。

1) 反应零序电流首半波的保护。理论计算和实践经验证明,在接地故障发生后,故障线路暂态零序电流第一个周期的首半波比非故障线路的保护安装处暂态零序电流大得多,且方向相反。故可利用这些特点构成有选择性接地保护。

2) 反应小波变换的保护。小波变换是在傅里叶变换基础上发展起来的一种现代信号处理理论与方法,是一种信号的时间—频率分析方法,它具有多分辨率分析的特点,而且时频两域都具有表征信号局部性的能力。反应小波变换的保护原理就是把测得的暂态零序电流的信息进行小波分析处理获得小波系数、小波突变信号、小波突变量等特征量来选择故障线路。

(3) 注入信号法。本保护由主机和信号电流探测器两部分组成,主机通过 5 根线(A、B、C、N、L)接于电压互感器的二次侧,如图 2-37 所示;信号电流探测器插于主机内,由主机内部电源提供所需的信号电源。主机根据其输入电压的变化,自动判断出接地的相别,然后向 TV 接地相二次侧注入电流信号,如图 2-37 中虚线①所示,其频率取在各次谐波之间,使其不反应工频分量及高次谐波。此时接地相的 TV 一次侧处于被短接的状态,由二次侧感应出来的一个电流,如图 2-37 中虚线②所示,此电流沿接地线路的接地相流动并经接地点入地。用信号电流探测器在开关柜后对每一条出线进行探测,探测到注入信号的线路即故障线路,该方法利用处于不工作状态的接地相 TV 注入信号,不增加一次设备,不影响系统运行。

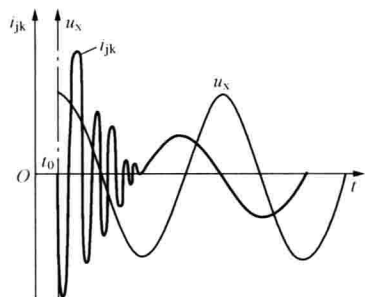


图 2-36 单相接地时暂态电流波形图

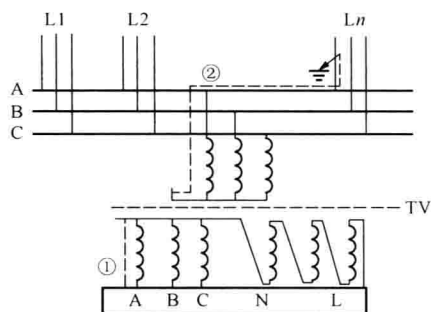


图 2-37 注入信号法原理

本章小结

电网相间短路的电流保护主要用于做低压线路的主保护和后备保护,包括单侧电源线路相间短路的电流保护和双电源网络或单电源环网的方向电流保护。单侧电源线路相间短路的电流保护,由无时限电流速断保护和限时电流速断保护共同构成主保护,定时限过电流保护作为近后备和远后备保护,也称为阶段式电流保护。方向电流保护只需在单电源线路基础上加装功率方向元件,加装功率方向元件后即可按阶段式电流保护的方法进行分析。

电网的接地保护是主要用于接地故障的保护,中性点接地方式不同,发生接地故障时零序分量的特点不同,保护构成原理也不相同。根据中性点接地方式分为:中性点直接接地系统中接地故障的保护和中性点非直接接地系统中单相接地故障的保护。中性点直接接地系统中接地故障的保护原理构成与阶段式电流保护相似,反应的是零序电流。中性点非直接接地系统中单相接地故障的保护反应的是电容电流。

思考题

2-1 什么是电磁型过电流继电器的动作电流、返回电流和返回系数?

2-2 比较三段式电流保护各段的优劣。

2-3 三段式电流保护各段是如何保证选择性的?

2-4 在本章中使用的系数有 K_{res} 、 K_{rel} 、 K_{ss} 、 K_{con} 、 K_{sen} 等,试说明它们的含义和作用。

2-5 为什么在整定过电流保护的動作电流时考虑了返回系数,而在整定无时限及限时电流速断保护时不予考虑?

2-6 对于图 2-38 所示接线,若电流互感器变比为 200/5,一次侧负荷电流 $I_{loa} = 180A$,则在正常情况下流过电流继电器的电流是多少?如 C 相电流互感器极性接反,此时各继电器中电流又是多少?

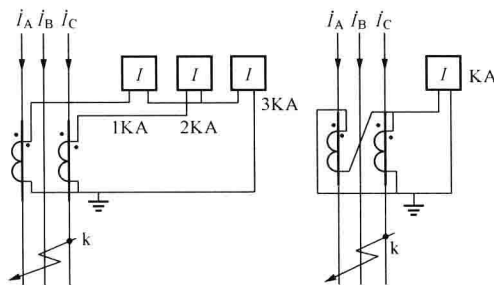


图 2-38 题 2-6 图

2-7 如图 2-39 所示,35kV 电网线路 1 的保护拟定为三段式电流保护,已知线路 1 最大负荷电流为 90A、 $n_{TA} = 200/5$,在最大及最小运行方式下各点短路电流见表 2-2。线路 2 定时限过电流保护动作时限为 1.5s。试对线路 1 三段式电流保护进行整定计算。

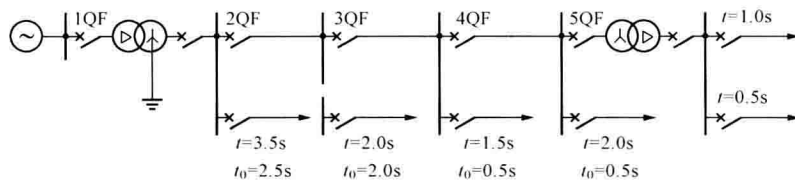


图 2-41 题 2-16 接线图

2-17 中性点不接地电网发生单相接地时有哪些特征？试述在这种电网上实现单相接地保护的不同方案及应用范围。

第3章 电网的距离保护

3.1 距离保护基本原理

随着电力系统的进一步发展,出现了容量大、电压高、距离长、负荷重和结构复杂的网络,这时简单的电流、电压保护就难于满足电网对保护的要求。如高压长距离、重负荷线路,由于负荷电流大,线路末端短路时,短路电流数值与负荷电流相差不大,故电流保护往往不能满足灵敏度的要求;对于电流速断保护,其保护范围受电网运行方式的变化而变化,保护范围不稳定,某些情况下甚至无保护区,所以不是所有情况下都能采用电流速断保护的;对于多电源复杂网络,方向过电流保护的動作时限往往不能按选择性的要求整定,且動作时限长,难于满足电力系统对保护快速動作的要求。

因此,在结构复杂的高压电网中,应采用性能更加完善的保护装置,距离保护就是其中的一种。

3.1.1 距离保护的基本原理

距离保护是反应保护安装处至故障点的距离,并根据距离的远近而确定動作时限的一种保护装置。测量保护安装处至故障点的距离,实际上是测量保护安装处至故障点之间的阻抗大小,故有时又称阻抗保护。

测量阻抗通常用 Z_m 表示,它定义为保护安装处测量电压 \dot{U}_m 与测量电流 \dot{I}_m 之比,即

$$Z_m = \frac{\dot{U}_m}{\dot{I}_m} \quad (3-1)$$

电力系统正常运行时, \dot{U}_m 近似为额定电压, \dot{I}_m 为负荷电流, Z_m 为负荷阻抗。负荷阻抗的量值较大,其阻抗角为数值较小的功率因数角(一般功率因数不低于 0.9,对应的阻抗角不大于 25.8°),阻抗性质以电阻性为主。

当线路故障时,母线测量电压为 $\dot{U}_m = \dot{U}_k$, 输电线路上的测量电流为 $\dot{I}_m = \dot{I}_k$, 这时测量阻抗为保护安装处到短路点的短路阻抗 Z_k , 即

$$Z_m = \frac{\dot{U}_m}{\dot{I}_m} = \frac{\dot{U}_k}{\dot{I}_k} = Z_k \quad (3-2)$$

在短路以后,母线电压下降,而流经保护安装处的电流增大,这样短路阻抗 Z_k 比正常时测量到的阻抗 Z_m 大大降低,所以距离保护反应的信息量测量阻抗 Z_m 在故障前后变化比电流变化大,因而比反应单一物理量的电流保护灵敏度高。

距离保护的实质是用整定阻抗 Z_{set} 与被保护线路的测量阻抗 Z_m 比较。当短路点在保护范围以内,即 $Z_m < Z_{set}$ 时,保护动作;当 $Z_m > Z_{set}$ 时,保护不动作。因此,距离保护又称低阻抗保护。

3.1.2 距离保护的时限特性

距离保护是利用测量阻抗来反应保护安装处至短路点之间的距离,当两个故障点分别发

生在线路的末端或下一级线路始端时，保护同样存在无法区分故障点选择性的问题，为了保证选择性，目前获得广泛应用的是阶梯形时限特性，这种时限特性与三段式电流保护的时限特性相同，如图 3-1 所示。

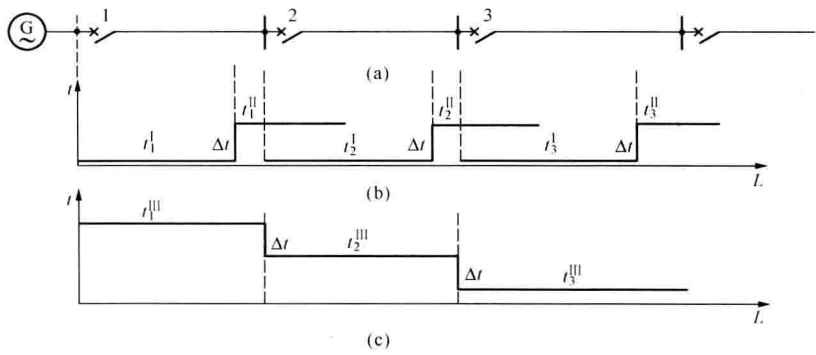


图 3-1 距离保护时限特性

(a) 网络图；(b) I 段、II 段时限特性图；(c) III 段时限特性图

距离 I 段为无延时的速动段，其动作时限 t_1^I 仅为保护装置的固有动作时间。为了与下一条线路保护的 I 段有选择性地配合，则两者保护范围不能重叠，因此，I 段的保护范围不能延伸到下一线路中去，而为本线路全长的 80%~85%，即 I 段的动作阻抗整定为 80%~85% 线路全长的阻抗。

距离 II 段为带延时的速动段，其时限为 t_1^{II} 。为了有选择性地动作，距离 II 段的动作时限和动作值要与相邻下一条线路保护的 I 段相配合。根据相邻线路之间选择性配合的原则：两者的保护范围重叠，则两者保护的動作时限整定不同；若动作时限相同，则保护范围不能重叠；因此，与下一线路距离保护 I 段的配合，采取整定时限 t_1^{II} 大于下一线路保护 I 段时间 t_2^I 一个 Δt 的措施，通常第 II 段的整定时限取 0.5s；第 II 段的动作阻抗整定为小于下一条线路第 I 段保护范围末端短路时的测量阻抗。

距离 III 段为本线路和相邻线路（元件）的后备保护，其动作时限 t_1^{III} 的整定原则与过电流保护相同，即大于下一条变电站母线出线保护的最大动作时限一个 Δt ，其动作阻抗应按躲过正常运行时的最小负荷阻抗来整定。

3.1.3 距离保护的构成

距离保护装置一般由起动元件、方向元件、测量元件、时间元件组成，其逻辑关系如图 3-2 所示。



图 3-2 距离保护原理组成元件框图

1. 起动元件

起动元件的主要作用是在发生故障瞬间起动保护装置。起动元件可采用反映负序电流构成或负序与零序电流的复合电流构成，也可以采用反映突变量的元件作为起动元件。

2. 方向元件

方向元件的作用是保证动作的方向性，防止反方向发生短路故障时，保护误动作。方向元件采用方向继电器，也可以采用由方向元件和阻抗元件相结合而构成的方向阻抗继电器。

3. 测量元件

测量元件用阻抗继电器实现，主要作用是测量短路点到保护安装处的距离（或阻抗）。

4. 时间元件

时间元件的主要作用是按照故障点到保护安装处的远近，根据预定的时限特性产生动作的时限，以保证动作的选择性。

3.2 阻抗继电器分类与特性

阻抗继电器是距离保护装置的核心元件，它主要用来作测量元件，也可以作起动元件兼作功率方向元件。

阻抗继电器种类繁多，按其构成方式不同分为电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型和微机型；按其构成原理不同可分为幅值比较、相位比较和多输入量时序比较；按其动作特性不同可分为圆特性、直线特性、四边形特性、苹果形特性等；按阻抗继电器的接线方式不同可分为单相式、多相式、滤序式、多相补偿式等。

3.2.1 用复数阻抗平面分析阻抗继电器的特性

按相测量阻抗的继电器称为单相式阻抗继电器，加入继电器中的量只有一个电压和一个电流。由于电压与电流之比是阻抗，所以测量阻抗可以通过测量电压和电流来实现。继电器动作情况取决于测量阻抗 Z_m 的值，当测量阻抗 Z_m 小于预定的整定值 Z_{set} 时动作，大于整定值时不动作。因测量阻抗 Z_m 可以写成 $R+jX$ 这种复数形式，故可以在复数阻抗平面上用作图法表示出来，如图 3-3 所示。

对于输电线路，同样可以在复数阻抗平面上用相量 Z 表示其阻抗。如图 3-4 所示的系统，如果各段线路的阻抗角相同，则该线路在复数阻抗平面上的形状是一条直线，并超前 R 轴 φ_m 角，将线路 BC 的 B 端（保护 B 的安装处）置于坐标原点，保护 B 正方向的线路阻抗画在第一象限，并超前 R 轴 φ_m 角，用相量 Z_{BC} 表示。保护 B 反方向的线路 AB 的阻抗画在第三象限，用 Z_{AB} 表示，如图 3-5 所示。

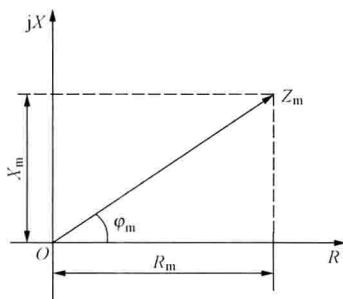


图 3-3 阻抗相量在复平面上的表示

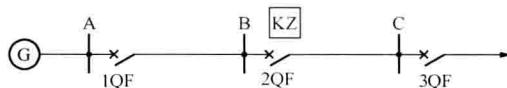


图 3-4 系统图

对于单相阻抗继电器的动作范围，原则上在阻抗复数平面上用一个小方框就可以满足要

求,如图 3-6 所示。但是当短路点有过渡电阻存在时,阻抗继电器的测量阻抗将不在幅角为 φ_m 的直线上。此外,电压互感器,电流互感器都存在角误差,这样也将使测量阻抗角发生变化。所以,要求阻抗继电器的动作范围不是以 φ_m 为幅角的直线,应将其动作范围扩大,扩大为一个面或圆(但整定值不变)。目前已经实现的有圆特性、椭圆特性、橄榄特性、苹果特性、直线特性、四边形特性等。在以上各种特性的继电器中,以圆特性和直线特性的继电器最为简单,应用也最为普遍。

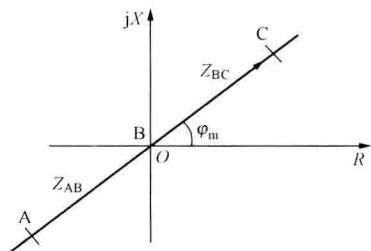


图 3-5 任意网络阻抗在复平面上的表示

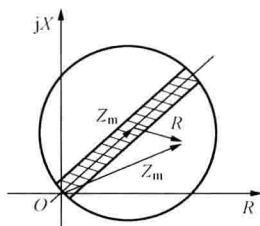


图 3-6 过渡电阻对测量阻抗的影响

应该指出,对于多相补偿式阻抗继电器,由于加入继电器的不是单一的电压和电流,因此就不能用测量阻抗的概念在阻抗复平面上分析它的特性,而只能用数学式来表达。

3.2.2 比幅原理和比相原理

在线性器件中,两个正弦交流电气量之间的关系包括幅值大小和相位关系。因此,可以利用比较其幅值大小和相位关系来构成继电器,其中反映两电气量幅值大小关系的继电器称为幅值比较继电器,简称比幅器;反映相位关系的继电器为相位比较继电器,简称比相器。现对比幅原理、比相原理及其互换关系进行分析。

1. 比幅原理

任何按比幅原理工作的阻抗继电器都具有两个输入量,其中一个构成动作量,另一个构成制动量。比较两个电气量的幅值,就是只比较其幅值大小,而不管它们的相位如何。例如,有两个正弦交流电气量 \dot{A} 和 \dot{B} ,比幅器的动作边界条件为

$$|\dot{A}| = |\dot{B}| \quad (3-3)$$

当 $|\dot{A}| > |\dot{B}|$ 时,继电器动作;当 $|\dot{A}| < |\dot{B}|$ 时,继电器不动作。

2. 比相原理

比相器的动作决定于被比较两电气量的相位,而与它们的幅值大小无关。用 \dot{C} 和 \dot{D} 表示这两个正弦交流电气量,按比相原理构成的继电器动作条件一般可写为

$$-90^\circ \leq \arg \frac{\dot{C}}{\dot{D}} \leq 90^\circ \quad (3-4)$$

3. 比幅与比相之间的转换关系

上述分析说明,比幅和比相虽然是两种不同的原理和方法,但可以构成同一特性的继电器。它们之间存在着一定的内在关系,在一定条件下可以互换,把输入量作适当的组合就可以利用比幅式实现相位比较。反之,也可利用比相式实现幅值比较。

按比幅原理工作的继电器,以 \dot{A} 和 \dot{B} 表示比幅的两个电气量,而且继电器动作条件为

$|\dot{A}| \geq |\dot{B}|$ 。按比相原理工作的继电器，以 \dot{C} 和 \dot{D} 表示比相的两个电气量，它的动作条件为 $-90^\circ \leq \arg \frac{\dot{C}}{\dot{D}} \leq 90^\circ$ 。这两类继电器的动作条件，恰好可以用在复数平面上平行四边形的两条边与对角线的关系来表示，如图 3-7 所示。 \dot{C} 和 \dot{D} 为两条边， \dot{A} 和 \dot{B} 为两条对角线。

由图 3-7 可以看出：当 $\arg \frac{\dot{C}}{\dot{D}} = 90^\circ$ 时，则有 $|\dot{A}| = |\dot{B}|$ ，如图 3-7 (a) 所示；当 $\arg \frac{\dot{C}}{\dot{D}} < 90^\circ$ 时，则有 $|\dot{A}| > |\dot{B}|$ ，如图 3-7 (b) 所示；当 $\arg \frac{\dot{C}}{\dot{D}} > 90^\circ$ 时，则有 $|\dot{A}| < |\dot{B}|$ ，如图 3-7 (c) 所示。

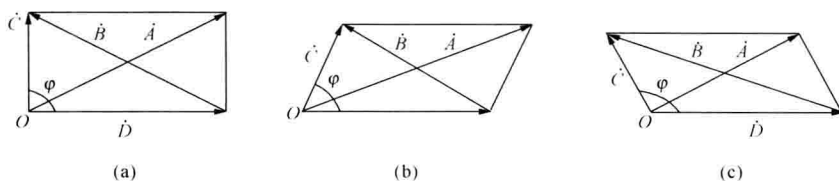


图 3-7 绝对值比较与相位比较间的关系

(a) $\varphi = 90^\circ$; (b) $\varphi < 90^\circ$; (c) $\varphi > 90^\circ$

由此得出两种比较原理的两组比较量的互换关系，即

$$\left. \begin{aligned} \dot{A} &= \dot{C} + \dot{D} \\ \dot{B} &= \dot{C} - \dot{D} \end{aligned} \right\} \quad (3-5)$$

同样可得

$$\left. \begin{aligned} \dot{C} &= \dot{A} + \dot{B} \\ \dot{D} &= \dot{A} - \dot{B} \end{aligned} \right\} \quad (3-6)$$

上述关系说明，动作条件为 $-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ 的相位比较与动作条件为 $|\dot{A}| \geq |\dot{B}|$ 的幅值比较等效，利用式 (3-5) 和式 (3-6)，即可由一种比较原理的比较量算出另一种比较原理的比较量，它们所构成的动作特性完全相同。但是应该指出，在应用幅值比较与相位比较转换关系式时应注意其条件：当幅值比较继电器动作条件为 $|\dot{A}| \geq |\dot{B}|$ 时，则相位比较继电器的动作角度范围为 $\varphi = -90^\circ \sim 90^\circ$ ；如果相位比较继电器的动作边界不是 $\pm 90^\circ$ ，则不能应用上述的转换关系。此外，这种转换关系只能适用于正弦波的交流电气量。

3.2.3 圆特性阻抗继电器

1. 全阻抗继电器

如图 3-8 所示，全阻抗继电器的特性圆是一个以坐标原点为圆心，以整定阻抗的绝对值 $|Z_{\text{set}}|$ 为半径所作的一个圆。圆内为动作区，圆外为非动作区。不论故障发生在正方向短路故障，还是反方向短路故障，只要测量阻抗 Z_m 落在圆内，继电器就动作，所以叫全阻抗继电器。当测量阻抗落在圆周上时，继电器刚好能动作，对应于此时的测量阻抗叫做阻抗继电器的动作阻抗，以 Z_{op} 表示。对全阻抗继电器来说，不论 \dot{U}_m 和 \dot{I}_m 之间的相位差 φ_m 如何， $|Z_{\text{op}}|$ 均不变，总是 $|Z_{\text{op}}| = |Z_{\text{set}}|$ ，即全阻抗继电器无方向性。

在构成阻抗继电器时，为了比较测量阻抗 Z_m 和整定阻抗 Z_{set} ，总是将它们同乘以线路电流，变成两个电压后，进行比较，而对两个电压的比较，则可以比较其绝对值（也称比幅），也可以比较其相位（也称比相）。

对于图 3-8 所示的全阻抗继电器特性，只要其测量阻抗落在圆内，继电器就能动作；所以该继电器的动作方程为

$$|Z_m| \leq |Z_{set}| \quad (3-7)$$

式 (3-7) 两边同乘以电流 \dot{I}_m ，计及 $\dot{I}_m Z_m = \dot{U}_m$ ，得

$$|\dot{U}_m| \leq |\dot{I}_m Z_m| \quad (3-8)$$

式 (3-8) 表明，全阻抗继电器实质上是比较两电压的幅值。其中 \dot{U}_m 为电压互感器二次电压， $\dot{I}_m Z_{set}$ 表示电流在某一个恒定阻抗 Z_{set} 上的电压降落，可利用电抗互感器或其他补偿装置获得。其物理意义是：正常运行时，保护安装处测量到的电压是正常额定电压，电流是负荷电流，式 (3-8) 不等式不成立，阻抗继电器不起动；在保护区内发生短路故障时，保护测量到的电压为残余电压，电流是短路电流，式 (3-8) 成立，阻抗继电器起动。

2. 方向阻抗继电器

方向阻抗继电器的特性圆是一个以整定阻抗 Z_{set} 为直径而通过坐标原点的圆，如图 3-9 所示，圆内为动作区，圆外为制动区。当保护正方向故障时，测量阻抗位于第一象限，只要落在圆内，继电器即起动，而保护反方向短路时，测量阻抗位于第三象限，不可能落在圆内，继电器拒动，故该继电器具有方向性。

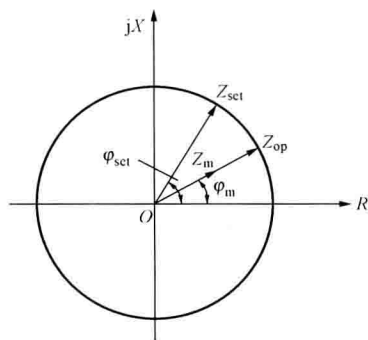


图 3-8 全阻抗继电器的动作特性

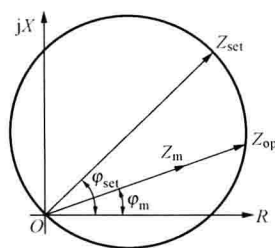


图 3-9 方向阻抗继电器特性圆

方向阻抗继电器的整定阻抗一经确定，其特性圆便确定了。当加入继电器的 \dot{U}_m 和 \dot{I}_m 之间的相位差（测量阻抗角） φ_m 为不同数值时；此种继电器的动作阻抗 Z_{op} 也将随之改变。当 φ_m 等于整定阻抗角 φ_{sen} 时，继电器的动作阻抗达到最大，等于圆的直径。此时，阻抗继电器的保护范围最大，工作最灵敏。因此，这个角度称为方向阻抗继电器的最大灵敏角，通常用 φ_{sen} 表示。当被保护线路范围内故障时，测量阻抗角 $\varphi_m = \varphi_k$ （线路短路阻抗角），为了使继电器工作在最灵敏条件下，应选择整定阻抗角 $\varphi_{sen} = \varphi_k$ 。若 φ_k 不等于 φ_{sen} ，则动作阻抗 Z_{op} 将小于整定阻抗 Z_{set} ，这时继电器的动作条件是 $|Z_m| < |Z_{op}|$ ，而不是 $|Z_m| < |Z_{set}|$ 。

(1) 幅值比较。绝对值比较方式如图 3-10 (a) 所示，阻抗继电器起动（即测量阻抗 Z_m 位于圆内）的条件是

$$|Z_m - 0.5Z_{set}| \leq |0.5Z_{set}| \quad (3-9)$$

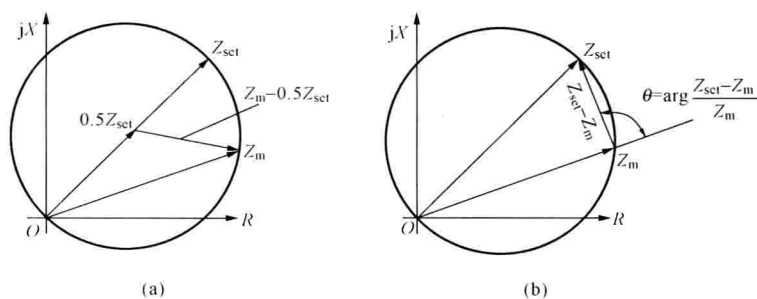


图 3-10 方向阻抗继电器的动作特性

(a) 幅值比较式的分析; (b) 相位比较式的分析

式 (3-9) 两边乘以电流 \dot{I}_m , 成为比较两个电压的幅值, 得

$$|\dot{U}_m - 0.5Z_{set} \dot{I}_m| \leq |0.5Z_{set} \dot{I}_m| \quad (3-10)$$

(2) 相位比较。相位比较方式如图 3-13 (b) 所示, 当 Z_m 位于圆周上时, 阻抗 Z_m 与 $(Z_{set} - Z_m)$ 之间的相位差为 $\theta = 90^\circ$, 可以证明 $-90^\circ < \theta < 90^\circ$ 是方向阻抗继电器的能够起动的条件。其起动方程为

$$-90^\circ < \arg \frac{Z_m}{Z_{set} - Z_m} < 90^\circ \quad (3-11)$$

式中 $\arg \frac{Z_m}{Z_{set} - Z_m} = \theta$

当动作方程用电压形式表示时, 其起动方程为

$$-90^\circ \leq \arg \frac{\dot{U}_m}{Z_{set} \dot{I}_m - \dot{U}_m} \leq 90^\circ \quad (3-12)$$

(3) 幅值比较与相位比较关系。若令幅值比较的动作量 $\dot{A} = 0.5Z_{set}$, 制动量 $\dot{B} = Z_m - 0.5Z_{set}$, 则继电器起动条件是 $|\dot{A}| > |\dot{B}|$; 按相位比较实现的方向阻抗继电器被比较的两个阻抗为 $\dot{C} = Z_m$, $\dot{D} = Z_{set} - Z_m$, 当 \dot{C} 、 \dot{D} 的相位差 $-90^\circ < \theta < 90^\circ$, 继电器起动。由此可以推出两种比较之间被比较阻抗的一般关系为

$$\left. \begin{aligned} \dot{C} &= \dot{A} + \dot{B} \\ \dot{D} &= \dot{A} - \dot{B} \end{aligned} \right\} \quad (3-13)$$

若比较绝对值的两个阻抗 \dot{A} 、 \dot{B} 已知, 由式 (3-13) 可以求得比较相位的两个阻抗。若已知相位比较的两个阻抗 \dot{C} 、 \dot{D} , 通过下式可求得比较绝对值的两个阻抗 \dot{A} 、 \dot{B} , 即

$$\left. \begin{aligned} \dot{A} &= \dot{C} + \dot{D} \\ \dot{B} &= \dot{C} - \dot{D} \end{aligned} \right\} \quad (3-14)$$

由上述分析可知, 同一动作特性的阻抗继电器既可按绝对值比较方式构成, 也可按比较相位方式构成, 利用式 (3-13) 和式 (3-14) 就可以方便地由已知的一组比较阻抗求得另一组比较阻抗。必须注意的是:

- 1) 它只适用于 \dot{A} 、 \dot{B} , \dot{C} 、 \dot{D} 为同一频率的正弦交流电。
- 2) 只适用于相位比较动作范围为 $-90^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$ 和幅值比较方式, 动作条件为 $|\dot{A}| >$

$|\dot{B}|$ 的情况。

3) 对短路暂态过程中出现的非周期分量和谐波分量, 以上的转换关系显然是不成立的, 因此不同比较方式构成的继电器受暂态过程的影响不同。

3. 偏移特性阻抗继电器

由式 (3-10) 和式 (3-12) 可知, 当加入阻抗继电器测量电压 $\dot{U}_m = 0$ 时, 比幅原理阻抗继电器处于动作边缘, 实际上由于执行元件总是需要动作功率的, 阻抗继电器将不起动, 而比相原理阻抗继电器只有一个电压无法比较相位, 继电器也将不起动。显然, 在保护安装出口处发生三相短路故障时, 阻抗继电器测量电压 $\dot{U}_m = 0$, 保护将无法反应保护安装处三相短路故障, 即出现“动作死区”。

偏移特性阻抗继电器的特性是正方向的整定阻抗为 Z_{set} , 同时反方向偏移一个 αZ_{set} , 称 α 为偏移度, 其值在 $0 \sim 1$ 之间。阻抗继电器的动作特性如图 3-11 所示, 圆内为动作区, 圆外为制动区。偏移特性阻抗继电器的特性圆向第三象限作了适当偏移, 使坐标原点落入圆内, 则母线附近的故障也在保护范围之内, 因而电压死区不存在了。由图 3-11 可见, 圆的直径为 $|Z_{\text{set}} + \alpha Z_{\text{set}}|$, 圆的半径为 $|Z_{\text{set}} - Z_0|$ 。

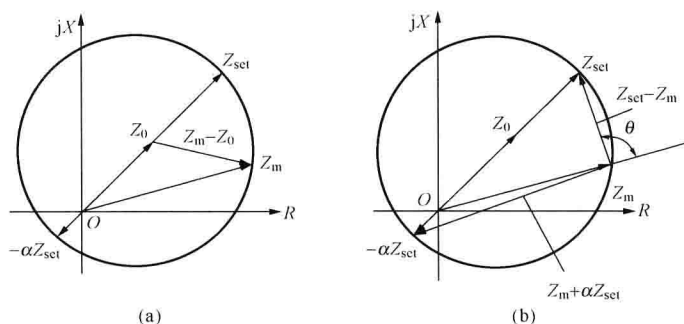


图 3-11 具有偏移特性的阻抗继电器

(a) 幅值比较; (b) 相位比较

这种继电器的动作特性介于方向阻抗继电器和全阻抗继电器之间, 例如当采用 $\alpha = 0$ 时, 即为方向阻抗继电器, 而当 $\alpha = 1$ 时, 则为全阻抗继电器, 其动作阻抗 Z_{op} 既与测量阻抗角 φ_m 有关, 但又没有完全的方向性。实用上通常采用 $\alpha = 0.1 \sim 0.2$, 以便消除方向阻抗继电器的死区。

(1) 绝对值比较。绝对值比较方式如图 3-11 (a) 所示, 阻抗继电器的起动条件为

$$|Z_m - Z_0| \leq |Z_{\text{set}} - Z_0| \quad (3-15)$$

将等式两端同乘以电流 \dot{I}_m , 则比较两个电压幅值的阻抗继电器起动条件为

$$|\dot{U}_m - \dot{I}_m Z_0| \leq |\dot{I}_m Z_{\text{set}} - \dot{I}_m Z_0| \quad (3-16)$$

或

$$|\dot{U}_m - 0.5(1 - \alpha)Z_{\text{set}} \dot{I}_m| \leq |0.5(1 + \alpha)Z_{\text{set}} \dot{I}_m| \quad (3-17)$$

(2) 相位比较。相位比较方式如图 3-11 (b) 所示, 当 Z_m 位于圆周上时, $(Z_m + \alpha Z_{\text{set}})$ 与 $(Z_{\text{set}} - Z_m)$ 之间的相位差为 $\theta = 90^\circ$ 。同样可以证明, $-90^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$ 也是继电器能够起动的条件。

将 $(Z_m + \alpha Z_{\text{set}})$ 和 $(Z_{\text{set}} - Z_m)$ 都乘以电流 \dot{I}_m ，即可得到用以比较其相位的两个电压为

$$\dot{C} = \alpha Z_{\text{set}} \dot{I}_m + \dot{U}_m$$

$$\dot{D} = \dot{I}_m Z_{\text{set}} - \dot{U}_m$$

最后，重复总结一下三个阻抗的意义和区别，以便加深理解。

(1) Z_m 是继电器的测量阻抗，由加入阻抗继电器的测量电压 \dot{U}_m 与测量电流 \dot{I}_m 的比值确定， Z_m 的阻抗角就是测量电压 \dot{U}_m 与测量电流 \dot{I}_m 之间的相位差 φ_m 。

(2) Z_{set} 是阻抗继电器的整定阻抗，一般取保护安装点到保护范围末端的线路阻抗作为整定阻抗。对全阻抗继电器而言，就是圆的半径，对方向阻抗继电器而言，就是在最大灵敏角方向上的直径，而对偏移特性阻抗继电器，则是在最大灵敏角方向上由圆点到圆周上的长度。

(3) Z_{op} 是阻抗继电器的动作阻抗，它表示使阻抗继电器起动的最大测量阻抗，除全阻抗继电器以外， Z_{op} 是随着 φ_m 的不同而改变，当 $\varphi_m = \varphi_{\text{sen}}$ 时， Z_{op} 的数值最大，等于 Z_{set} 。

3.2.4 多边形阻抗继电器

多边形阻抗继电器在微机保护中实现容易，且多边形阻抗继电器反应故障点过渡电阻能力强、躲过负荷阻抗能力好，所以多边形特性阻抗继电器在微机保护中应用得相当广泛。若测量阻抗落在多边形阻抗特性内部时，就判为保护区内故障；若阻抗值落在多边形特性阻抗外时，就判为保护区外故障。

1. 四边形阻抗继电器

图 3-12 示出了简单的四边形阻抗元件，它的动作判据可写为

$$\left. \begin{aligned} X_{\text{set}, 2} &\leq X_m \leq X_{\text{set}, 1} \\ R_{\text{set}, 2} &\leq R_m \leq R_{\text{set}, 1} \end{aligned} \right\} \quad (3-18)$$

式中 X_m 、 R_m ——阻抗继电器测量电抗和电阻；

$X_{\text{set}, 1}$ 、 $X_{\text{set}, 2}$ ——电抗分量整定值；

$R_{\text{set}, 1}$ 、 $R_{\text{set}, 2}$ ——电阻分量整定值。

2. 方向性多边形阻抗继电器

图 3-13 示出了方向性多边形阻抗动作特性，在双侧电源线路上，考虑到经过渡电阻短路时，保护安装处测量阻抗受过渡电阻影响，且始端发生短路故障时的附加测量阻抗比末端发生短路故障时小，所以取 α_1 小于线路阻抗角，如取 60° ；为保证正向出口经过渡电阻短路时的阻抗继电器能可靠起动， α_2 应有一定的大小（其取值视是否采取了抑制负荷电流影响措施而定）；为保证被保护线路发生金属性短路故障时工作可靠性， α_3 可取 $15^\circ \sim 30^\circ$ ；为防止被线路末端经过渡电阻短路故障时可能出现的超越范围起动， α_4 可取 $7^\circ \sim 10^\circ$ 。如果采取了抑制负荷电流影响的措施后，顶边也可以平行于 R 轴。对方向性四边形特性阻抗继电器，还应设置方向判别元件，保证正向出口短路故障可靠动作，反向出口短路故障可靠不动作。整定参数仅有 R_{set} 和 X_{set} 。当测量阻抗为 $Z_m = R_m + jX_m$ 时，则动作判据为

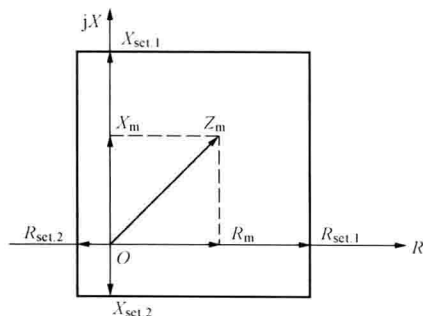


图 3-12 四边形阻抗特性

$$\left. \begin{aligned} -X_m \tan 15^\circ &\leq R_m \leq R_{\text{set}} + X_m \cot 60^\circ \\ -R_m \tan 15^\circ &\leq X_m \leq X_{\text{set}} - R_m \tan \alpha \end{aligned} \right\} \quad (3-19)$$

方向判别的动作方程为

$$-15^\circ \leq \arg \frac{\dot{U}_g}{\dot{I}_g} \leq 90^\circ + 15^\circ \quad (3-20)$$

式中 \dot{U}_g 、 \dot{I}_g ——加入阻抗继电器的电压、电流，根据阻抗继电器接线方式而定。

图 3-14 为顶边平行于 R 轴方向性四边形阻抗继电器阻抗特性，图中电阻分量特性线方程为

$$\begin{aligned} \tan \varphi_{\text{set}} &= \frac{X_{\text{set}} - X_m}{R_{\text{set}} - R_m} \\ R_m &= R_{\text{set}} - \frac{X_{\text{set}} - X_m}{\tan \varphi_{\text{set}}} \end{aligned} \quad (3-21)$$

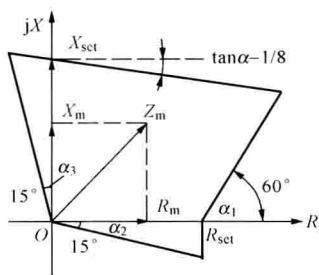


图 3-13 方向性多边形阻抗特性

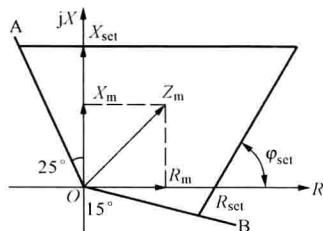


图 3-14 顶边平行于 R 轴四边形阻抗特性

其动作判据可表示为

$$\begin{aligned} X_m &\leq X_{\text{set}} \\ R_m &\leq R_{\text{set}} - \frac{X_{\text{set}} - X_m}{\tan \varphi_{\text{set}}} \end{aligned} \quad (3-22)$$

当满足式 (3-22) 且故障在正方向上时，可判定测量阻抗必在图 3-14 所示的四边形阻抗特性内。

3.3 阻抗继电器的接线方式

3.3.1 对阻抗继电器接线的要求

根据距离保护的工作原理，加入继电器的电压 \dot{U}_g 和电流 \dot{I}_g 应满足以下要求。

- (1) 阻抗继电器的测量阻抗应正比于短路点到保护安装地点之间的距离。
- (2) 阻抗继电器的测量阻抗应与故障类型无关，保护范围不随故障类型而变化。
- (3) 阻抗继电器的测量阻抗应不受短路故障点过渡电阻的影响。

3.3.2 反应相间故障的阻抗继电器的 0° 接线方式

类似于在功率方向继电器接线方式中的定义，当功率因数 $\cos \varphi = 1$ ，加在继电器端子上的电压 \dot{U}_g 与电流 \dot{I}_g 的相位差为 0° ，称这种接线方式为 0° 接线。当然，当加入阻抗继电器的电压为相电压，电流为同相电流，虽然也满足 0° 接线的定义，但是当被保护线路发生两

相短路故障时，短路点的相电压不等于零，保护安装处测量阻抗将增大，不满足阻抗继电器接线要求。因此，加入阻抗继电器的电压必须采用相间电压，电流采用与电压同名相两相电流差。同时，为了保护能反应各种不同的相间短路故障，需要三个阻抗继电器，其接线见表 3-1。现分析采用这种接线方式的阻抗继电器，在发生各种相间故障时的测量阻抗。

表 3-1 相间故障阻抗继电器接线

继电器编号	加入继电器电压 \dot{U}_g	加入继电器电流 \dot{I}_g
KZ1	$\dot{U}_A - \dot{U}_B$	$\dot{I}_A - \dot{I}_B$
KZ2	$\dot{U}_B - \dot{U}_C$	$\dot{I}_B - \dot{I}_C$
KZ3	$\dot{U}_C - \dot{U}_A$	$\dot{I}_C - \dot{I}_A$

1. 三相短路

如图 3-15 所示，由于三相短路是对称短路，三个阻抗继电器 KZ1~KZ3 的工作情况完全相同，因此，可仅以 KZ1 为例分析。设短路点至保护安装处之间的距离为 L_k ，线路单位千米的正序阻抗为 Z_1 ，则保护安装处母线的电压 \dot{U}_{AB} 应为

$$\dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B = \dot{I}_A Z_1 L_k - \dot{I}_B Z_1 L_k$$

因此，在三相短路时，阻抗继电器 KZ1 的测量阻抗为

$$Z_{Am} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\dot{I}_A - \dot{I}_B} = Z_1 L_k \tag{3-23}$$

显然，当被保护线路发生三相金属性短路故障时，三个阻抗继电器的测量阻抗均等于短路点到保护安装处的阻抗，三个继电器均能动作。

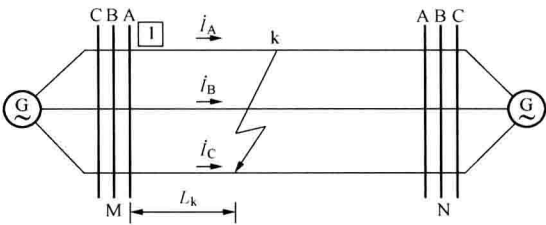


图 3-15 三相短路故障时测量阻抗的分析

2. 两相短路

如图 3-16 所示，设以 BC 两相短路为例，则故障相间的电压 \dot{U}_{BC} 为

$$\dot{U}_{BC} = \dot{U}_B - \dot{U}_C = \dot{I}_B^{(2)} Z_1 L_k - \dot{I}_C^{(2)} Z_1 L_k$$

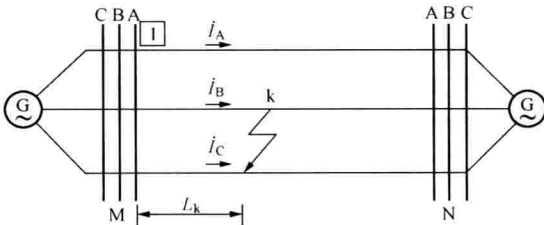


图 3-16 两相短路故障时测量阻抗的分析

因此,故障相阻抗继电器 KZ2 的测量阻抗为

$$Z_m = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_C}{\dot{I}_B - \dot{I}_C} = Z_1 L_k \quad (3-24)$$

在 BC 两相短路故障的情况下,对继电器 KZ1 和 KZ3 而言,由于所加电压为非故障相间的电压,数值较 \dot{U}_{BC} 高,而电流只有一个故障相的电流,数值较小。因此,其测量阻抗必然大于式 (3-24) 的数值,也就是说它们不能正确地测量保护安装处到短路点的阻抗。

由此可见,在 BC 两相短路时,只有 KZ2 能正确地测量短路阻抗而动作。同理,分析 AB 和 CA 两相短路可知,相应地只有 KZ1 和 KZ3 能准确地测量到短路点的阻抗而动作。这就是为什么要用三个阻抗继电器并分别接于不同相间的原因。

3. 两相接地短路

如图 3-17 所示,仍以 BC 两相接地短路为例,它与两相短路不同之处是地中有电流回路,因此, $\dot{I}_{MB}^{(1,1)} \neq \dot{I}_{MC}^{(1,1)}$ 。此时,若把 B 相和 C 相看成两个“导线一地”的送电线路并有互感耦合在一起,设用 Z_L 表示输电线路每 km 的自感阻抗, Z_M 表示每 km 的互感阻抗,则保护安装地点的故障相电压为

$$\dot{U}_B = \dot{I}_{MB}^{(1,1)} Z_L L_k + \dot{I}_{MC}^{(1,1)} Z_M L_k$$

$$\dot{U}_C = \dot{I}_{MC}^{(1,1)} Z_L L_k + \dot{I}_{MB}^{(1,1)} Z_M L_k$$

阻抗继电器 KZ2 的测量阻抗为

$$Z_m = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_C}{\dot{I}_B - \dot{I}_C} = \frac{(\dot{I}_{MB}^{(1,1)} - \dot{I}_{MC}^{(1,1)})(Z_L - Z_M)L_k}{\dot{I}_{MB}^{(1,1)} - \dot{I}_{MC}^{(1,1)}} = Z_1 L_k \quad (3-25)$$

由此可见,当发生 BC 两相接地短路时, KZ2 的测量阻抗与三相短路时相同,保护能够正确动作。

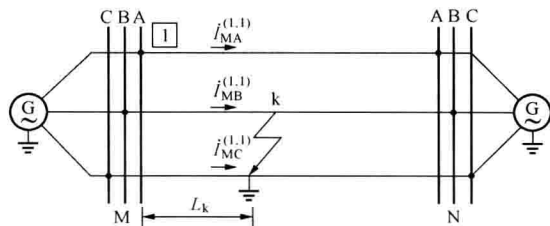


图 3-17 BC 两相接地短路时测量阻抗的分析

3.3.3 反映接地短路故障的阻抗继电器接线

在中性点直接接地电网中,当采用零序电流保护不能满足要求时,一般考虑采用接地距离保护。由于接地距离保护的任务是反应接地短路,故需对阻抗继电器接线方式作进一步的讨论。

当发生单相金属性接地短路时,只有故障相的电压降低,电流增大,而任何相间电压仍然很高。因此,从原则上看,阻抗继电器应接入故障相的电压和相电流。下面以 A 相阻抗继电器为例,若加入 A 相阻抗继电器电压、电流为

$$\dot{U}_g = \dot{U}_A; \dot{I}_g = \dot{I}_A$$

将故障点电压 \dot{U}_{kA} 和电流 $\dot{I}_{kA}^{(1)}$ 分解为对称分量,则

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{kA} &= \dot{U}_{kA1} + \dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{kA0} \\ \dot{I}_{kA}^{(1)} &= \dot{I}_{kA1}^{(1)} + \dot{I}_{kA2}^{(1)} + \dot{I}_{kA0}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (3-26)$$

按照各序的等效网络,在保护安装处母线上各对称分量的电压与短路点的对称分量电压之间,应具有如下的关系

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{A1} &= \dot{U}_{kA1} + \dot{I}_{kA1} Z_1 L_k \\ \dot{U}_{A2} &= \dot{U}_{kA2} + \dot{I}_{kA2} Z_1 L_k \\ \dot{U}_{A0} &= \dot{U}_{kA0} + \dot{I}_{kA0} Z_1 L_k \end{aligned} \right\} \quad (3-27)$$

式中 \dot{I}_{kA1} 、 \dot{I}_{kA2} 、 \dot{I}_{kA0} ——保护安装处测量到的正、负、零序电流。

因此,保护安装处母线上的 A 相电压应为

$$\begin{aligned} \dot{U}_A &= \dot{U}_{A1} + \dot{U}_{A2} + \dot{U}_{A0} \\ &= (\dot{U}_{kA1} + \dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{kA0}) + (\dot{I}_{kA1} Z_1 + \dot{I}_{kA2} Z_1 + \dot{I}_{kA0} Z_1) L_k \\ &= Z_1 L_k \left(\dot{I}_{k1} + \dot{I}_{k2} + \dot{I}_{k0} \frac{Z_0}{Z_1} \right) \\ &= Z_1 L_k \left(\dot{I}_A + \dot{I}_{k0} \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) \end{aligned} \quad (3-28)$$

当采用 $\dot{U}_g = \dot{U}_A$; $\dot{I}_g = \dot{I}_A$ 的接线方式时,则继电器的测量阻抗为

$$Z_m = Z_1 L_k + \frac{\dot{I}_{k0}}{\dot{I}_A} (Z_0 - Z_1) L_k \quad (3-29)$$

此测量阻抗之值与 $\frac{\dot{I}_{k0}}{\dot{I}_A}$ 之比值有关,而这个比值因受中性点接地数目与分布的影响,并不等于常数,故阻抗继电器就不能准确地测量从短路点到保护安装处的阻抗。

为了使阻抗继电器的测量阻抗在单相接地时不受零序电流的影响,根据以上分析的结果,阻抗继电器应加入相电压和带零序电流补偿的相电流。即

$$\begin{aligned} \dot{U}_g &= \dot{U}_A \\ \dot{I}_g &= \dot{I}_A + 3K \dot{I}_0 \end{aligned} \quad (3-30)$$

式中 $K = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$ 。一般可近似认为零序阻抗角和正序阻抗角相等, K 为实常数。此时,阻抗继电器测量阻抗为

$$Z_m = \frac{(\dot{I}_A + 3K \dot{I}_0) Z_1 L_k}{\dot{I}_A + 3K \dot{I}_0} = Z_1 L_k \quad (3-31)$$

显然,加入阻抗继电器的电压采用相电压,电流采用带零序电流补偿的相电流后,阻抗继电器就能正确地测量从短路点到保护安装处的阻抗,并与相间短路的阻抗继电器所测量的阻抗为同一数值,因此,这种接线得到广泛应用。这种接线同样也能够反应两相接地短路和三相短路故障。

为了反应任一相的接地短路故障,接地距离保护也必须采用三个阻抗继电器,每个继电器所加的电压与电流见表 3-2。

表 3-2 接地短路故障阻抗继电器接线

阻抗继电器编号	加入继电器电压 \dot{U}_g	加入继电器电流 \dot{I}_g
KZ1	\dot{U}_A	$\dot{I}_A + 3K \dot{I}_0$
KZ2	\dot{U}_B	$\dot{I}_B + 3K \dot{I}_0$
KZ3	\dot{U}_C	$\dot{I}_C + 3K \dot{I}_0$

3.4 距离保护的振荡闭锁

3.4.1 电力系统振荡的基本概念

并列运行的系统或发电厂失去同步的现象称为振荡，电力系统振荡时两侧等效电动势间的夹角 δ 在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 之间作周期性变化。引起系统振荡的原因较多，大多数是由于切除短路故障时间过长而引起系统暂态稳定破坏。在联系较弱的系统中，也可能由于误操作、发电厂失磁或故障跳闸、断开某一线路或设备、过负荷等造成系统振荡。

电力系统振荡时，将引起电压、电流大幅度变化，对用户产生严重影响。系统发生振荡后，可能在励磁调节器或自动装置作用下恢复同步，必要时切除功率过剩侧的某些机组、功率缺额侧起动备用机组或切除负荷以尽快恢复同步运行或解列。显然，在振荡过程中不允许继电保护装置发生误动作。

电力系统振荡是电力系统的重大事故。振荡时，系统中各发电机电动势间的相角差发生变化，电压、电流有效值大幅度变化，以这些量为测量对象的各种保护的测量元件就有可能因系统振荡而动作，对用户造成极大的影响，可能使系统瓦解，酿成大面积的停电。但运行经验表明，当系统的电源间失去同步后，它们往往能自行拉入同步，有时当不允许长时间异步运行时，则可在预定的解列点自动或手动解列。显然，在振荡之中不允许继电保护装置误动，应该充分发挥它的作用，消除一部分振荡事故或减少它的影响。为此，必须对系统振荡时的特点及对继电保护的影响加以分析，并进而研究防止振荡对继电保护影响的措施。

为了使问题的分析简单明了，而又不影响结论的正确性，特作如下假设。

- (1) 将所分析的系统按其电气连接的特点简化为一个具有双侧电源的开式网络。
- (2) 系统发生全相振荡时，三相仍处于完全对称情况下，不考虑振荡过程中又发生短路的情况，因此可以只取一相来进行分析。
- (3) 系统振荡时，两侧系统的电动势 \dot{E}_M 和 \dot{E}_N 的幅值相等，相角差以 δ 表示， δ 在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 之间变化。
- (4) 系统各元件的阻抗角相等，总阻抗为

$$Z_{\Sigma} = Z_M + Z_N + Z_L$$

式中 Z_M —— M 侧系统的等值阻抗；
 Z_N —— N 侧系统的等值阻抗；
 Z_L —— 联络线路的阻抗。

- (5) 振荡过程中不考虑负荷电流的影响。

3.4.2 系统振荡时电气量变化特点

- (1) 系统振荡时电流作大幅度变化。设系统如图 3-18 所示，若 $E_M = E_N = E$ ，则当

正常运行时 \dot{E}_M 与 \dot{E}_N 间夹角为 δ_0 时, 负荷电流 I_L 为

$$I_L = \frac{2E}{Z_{\Sigma 1}} \sin \frac{\delta_0}{2} \quad (3-32)$$



图 3-18 系统振荡等值图

系统振荡时, 设 \dot{E}_M 超前 \dot{E}_N 的相位角为 δ 、 $E_M = E_N = E$, 且系统中各元件阻抗角相等, 则振荡电流为

$$I_{sw1} = \frac{\dot{E}_M - \dot{E}_N}{Z_{M1} + Z_{L1} + Z_{N1}} = \frac{\dot{E}_M - \dot{E}_N}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{\dot{E} (1 - e^{-j\delta})}{Z_{\Sigma 1}} \quad (3-33)$$

式中 \dot{E}_M —— M 侧相电动势;

\dot{E}_N —— N 侧相电动势;

Z_{M1} —— M 侧电源等值正序阻抗;

Z_{N1} —— N 侧电源等值正序阻抗;

Z_{L1} —— 线路正序阻抗;

$Z_{\Sigma 1}$ —— 系统正序总阻抗。

系统 M、N 点的电压分别为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_M &= \dot{E}_M - \dot{I}_{sw1} Z_{M1} \\ \dot{U}_N &= \dot{E}_N + \dot{I}_{sw1} Z_{N1} = \dot{E}_M - \dot{I}_{sw1} (Z_{M1} + Z_{L1}) \end{aligned} \right\} \quad (3-34)$$

系统振荡时电压、电流相量图如图 3-19 所示。Z 点位于

于 $0.5Z_{\Sigma 1}$ 处。当 $\delta = 180^\circ$ 时, $I_{sw1, \max} = \frac{2E}{Z_{\Sigma 1}}$, 达最大值,

电压 $\dot{U}_Z = 0$, 此点称为系统振荡中心。正常运行时负荷电流幅值保持不变, 而系统振荡时, 振荡电流不断变化, 振荡电流的幅值在 $0 \sim 2I_m$ 间作周期变化。

当在图 3-18 所示线路上发生三相短路故障时, 若不计负荷电流, 则流经 M 侧的短路电流 $I_{km}^{(3)}$ 的幅值为

$$I_{km}^{(3)} = \sqrt{2} \frac{E_M}{Z_{M1} + Z_k} \quad (3-35)$$

式中 $I_m^{(3)}$ —— 振荡电流幅值。

当 $k > 0.5$ 时, 短路电流的幅值 $I_{km}^{(3)}$ 小于振荡电流幅值; 当 $k = 0.5$ 时, 短路电流的幅值 $I_{km}^{(3)}$ 等于振荡电流的幅值; 当 $k < 0.5$ 时, 短路电流的幅值 $I_{km}^{(3)}$ 大于振荡电流幅位。

可见, 振荡电流的幅值随 δ 角的变化作大幅度变化。

(2) 全相振荡时系统保持对称性, 系统中不会出现负序、零序分量, 只有正序分量。在短路时, 一般会出现负序或零序分量。

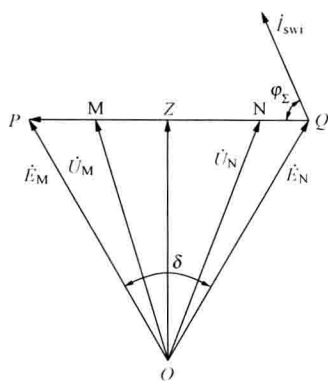


图 3-19 振荡过程中 M 侧母线电压与电势关系相量图

(3) 系统振荡时电压作大幅度变化。由图 3-19 可见, $\overline{OZ} = E \cos \frac{\delta}{2}$; $\overline{PQ} = 2E \sin \frac{\delta}{2}$; $\overline{PZ} = E \sin \frac{\delta}{2}$; 令 $m = Z_{M1}/Z_{\Sigma 1}$ 时, 则有 $m = \overline{PM}/\overline{PQ}$, 所以 $\overline{PM} = 2mE \sin \frac{\delta}{2}$, $\overline{MZ} = (1-2m)E \sin \frac{\delta}{2}$ 。于是

$$U_m = E \sqrt{1 - 4m(1-m) \sin^2 \frac{\delta}{2}} \quad (3-36)$$

当 $\delta=0^\circ$ 时, 有 $U_M = E$, M 母线电压最高; 当 $\delta=180^\circ$ 时, 有 $U_M = (2m-1)E$, M 母线电压最低。若 $m=0.5$, 则 M 母线最低电压为零。由此可见, m 越趋近 0.5, 变化幅度越大。

为在保护安装处测得振荡中心电压 U_Z , 由图 3-19 可得 M 侧测量 U_Z 的表示式为

$$U_Z = U_M \cos(\varphi + 90^\circ - \varphi_\Sigma) \quad (3-37)$$

式中 φ ——M 侧母线电压与振荡电流的夹角, $\varphi = \arg(\dot{U}_M / \dot{I}_{\text{swi}})$;

φ_Σ ——系统总阻抗角, $\varphi_\Sigma = \arg Z_{\Sigma 1}$ 。

因为 φ_Σ 可认为与线路阻抗角相等, 而 U_M 、 \dot{I}_{swi} 可在保护安装处测得, 从而在保护安装处可测量到振荡中心电压 U_Z 。但是, 当系统中各元件阻抗角不相等时, 振荡中心随 δ 的变化而移动, 有时可能移出线路, 甚至进入发电机、变压器内部。

(4) 振荡过程中, 系统各点电压和电流间的相角差是变化不定的。若假设图 3-18 中, 两侧电动势之比为 $K_e = E_M/E_N$, 所以 $\dot{E}_M = K_e \dot{E}_N e^{j\delta}$, 于是 M 侧母线上电压 \dot{U}_M 、振荡电流 \dot{I}_{swi} 可分别表示为

$$\begin{aligned} \dot{U}_M &= K_e \dot{E}_N e^{j\delta} - \dot{I}_{\text{swi}} Z_{M1} \\ \dot{I}_{\text{swi}} &= \frac{\dot{E}_N}{Z_{\Sigma 1}} (K_e e^{j\delta} - 1) \end{aligned}$$

则振荡过程中 M 母线上电压和线路电流间的相角差 φ 为

$$\varphi = \arg \frac{\dot{U}_M}{\dot{I}_{\text{swi}}} = \arg \left(\frac{Z_{\Sigma 1} K_e e^{j\delta} - Z_{M1}}{K_e e^{j\delta} - 1} \right) = \varphi_\Sigma + \arg \left(\frac{1}{1 - e^{j\delta}/K_e} - m \right) \quad (3-38)$$

可见, φ 角随 δ 角变化而变化, 且与两侧电动势比值 K_e 和 m 值有关。若 $K_e = 1$, 则式 (3-38) 可简化为

$$\varphi = \varphi_\Sigma - \arg \left[\frac{\cot \frac{\delta}{2}}{1 - 2m} \right] \quad (3-39)$$

由式 (3-41) 可求得系统振荡时 φ 角的变化率为

$$\frac{d\varphi}{dt} = \frac{1-2m}{2} \times \frac{1}{1-4m(1-m) \sin^2 \frac{\delta}{2}} \frac{d\delta}{dt} \quad (3-40)$$

若用电压标幺值 $U_{M*} = U_M/E$, 计及式 (3-38) 和式 (3-42) 可写成

$$\frac{d\varphi}{dt} = \frac{1-2m}{2U_{M*}^2} \frac{d\delta}{dt} \quad (3-41)$$

或

$$\frac{d\varphi}{dt} = \frac{1-2m}{2U_M^2} \omega_s \quad (3-42)$$

当振荡中心离保护安装处不远或落在本线路上时,在振荡过程中 U_M 激烈变化必然造成 $\frac{d\varphi}{dt}$ 较大幅度变化。因母线电压很容易检测到, m 是已知的,所以检测 $\frac{d\varphi}{dt}$ 值可检测出系统是否振荡。

(5) 振荡时电气量变化速度与短路故障时不同,因振荡时 δ 角不可能发生突变,所以电气量不是突然变化的,而短路故障时电气量是突变的。一般情况下振荡并非突然变化,所以在振荡初始阶段特别是振荡开始的半个周期内,电气量变化是比较缓慢的,在振荡结束前也是如此。

(6) 在振荡过程中,当振荡中心电压为零时,相当于在该点发生三相短路故障。但是,短路故障时,故障未切除前该点三相电压一直为零,而振荡中心电压为零值仅在 $\delta = 180^\circ$ 时出现,所以振荡中心电压为零值是短时间的。即使振荡中心在线路上,且 $\delta = 180^\circ$,线路两侧仍然流过同一电流,相当于保护区外部发生三相短路故障。但是,短路与振荡流过两侧的电流方向、大小是不相同的。

3.4.3 短路故障和振荡的区分

系统振荡时保护有可能发生误动作,为了防止距离保护误动作,一般采用振荡闭锁措施,即振荡时闭锁距离保护 I、II 段。对于工频变化量的阻抗继电器,因振荡时不会发生误动作,所以可不经闭锁控制。

1. 振荡与短路时电气量的差异

(1) 振荡时,三相完全对称,无负序和零序分量出现;短路时总要长时间(不对称短路过程中)或瞬间(三相短路初始时)出现负序分量或零序分量。

(2) 振荡时,振荡电流和系统中各点的电压随 δ 的变化呈现周期性变化,其变化速度 $(\frac{dU}{dt}, \frac{dI}{dt}, \frac{dZ}{dt})$ 与系统功角的变化速度一致,比较慢。当两侧功角摆开至 180° 时,相当于在振荡中心发生三相短路(此时 I 最大,其值为 $\frac{2E}{|Z_\Sigma|}$,大大超过负荷电流)。从短路前到短路后其值突然变化,速度很快,而短路后短路电流、各点的残余电压和测量阻抗在不计衰减时是不变的。

(3) 振荡时,电气量呈周期性的变化,若阻抗测量元件误动作,则在一个振荡周期内动作和返回各一次;而短路时阻抗测量元件可能动作(区内短路),可能不动作(区外短路)。

2. 构成振荡闭锁回路的基本要求

距离保护的振荡闭锁装置应满足如下条件。

- (1) 电力系统发生短路故障时,应快速开放保护。
- (2) 电力系统发生振荡时,应可靠闭锁保护。
- (3) 外部短路故障切除后发生振荡,保护不应误动作,即振荡闭锁不应开放。
- (4) 振荡过程中发生短路故障,保护应能正确动作,即振荡闭锁装置仍要快速开放。
- (5) 振荡闭锁启动后,应在振荡平息后自动复归。

3. 采用电流突变量区分短路故障和振荡

电流突变量通常采用相电流差突变量、相电流突变量、综合突变量。为了解决在频率偏差、系统振荡时有较大的不平衡输出,可采用浮动门槛。即振荡或频率偏差时,浮动门槛随振荡激烈程度、频率偏差大小自动变化,起动元件的动作方程为

$$|\Delta \dot{I}_{\varphi\varphi}| > k_1 \Delta I_{T\varphi\varphi} + k_2 I_N \quad (3-43)$$

式中 k_1 、 k_2 ——可靠系数,可取 $k_1 = 1.25$ 、 $k_2 = 0.2$;

$\Delta I_{T\varphi\varphi}$ ——浮动门槛值。

当动作方程用式(3-43)时,可有效区分短路故障和振荡。发生各种形式短路故障时,动作方程满足动作要求,并有足够的灵敏度。

4. 利用电气量变化速度不同区分短路故障和振荡

图3-20中 Z_1 、 Z_2 为两只四边形特性阻抗继电器, Z_2 整定值大于 Z_1 整定值25%。正常运行时的负荷阻抗为 \vec{MO} , 当在保护区内发生短路故障时, Z_2 、 Z_1 几乎同时动作;当系统振荡时,测量阻抗沿轨迹线变动, Z_2 、 Z_1 先后动作,存在动作时间差 Δt 。一般动作时间差在40~50ms以上。

因此, Z_2 、 Z_1 动作时间差大于40ms,判为系统振荡;动作时间小于40ms,判为短路故障。为保证振荡闭锁的功能,最小负荷阻抗不能落入 Z_2 的动作特性内,应满足

$$R_{2\text{set}} \leq \frac{0.8}{1.25} Z_{L\text{min}} \quad (3-44)$$

式中 $Z_{L\text{min}}$ ——最小负荷阻抗。

当然 Z_1 、 Z_2 也可用圆特性阻抗继电器,或者其他特性阻抗继电器。

5. 判别测量阻抗变化率检测系统振荡

系统振荡时 Z_m 的变化率必大于 $nZ_{\Sigma 1}/6$; 而系统正常时,测量阻抗等于负荷阻抗,为一定值,其变化率自然为零。设当前的测量阻抗为 $R_m + jX_m$, 上一点的测量阻抗为 $R_{m0} + jX_{m0}$, 两点时间间隔为 Δt_m 时,得到

$$\frac{\sqrt{(R_m + R_{m0})^2 + (X_m + X_{m0})^2}}{\Delta t_m} > \pi Z_{\Sigma 1}/6 (\Omega/s) \quad (3-45)$$

满足式(3-47)时,判系统发生了振荡;不满足时,系统未发生振荡;不应闭锁保护。

3.4.4 系统振荡对距离保护的影响

当系统振荡时,振荡电流为

$$\dot{I} = \frac{\dot{E}_M - \dot{E}_N}{Z_M + Z_1 + Z_N} = \frac{\dot{E}_M - \dot{E}_N}{Z_{\Sigma}} \quad (3-46)$$

M点的母线电压为

$$\dot{U}_M = \dot{E}_M - \dot{I} Z_M \quad (3-47)$$

因此,安装于M点阻抗继电器的测量阻抗为

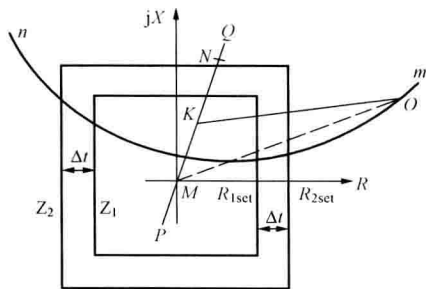


图3-20 由两个阻抗继电器构成振荡闭锁

$$\begin{aligned}
 Z_{KM} &= \frac{\dot{U}_M}{\dot{I}} = \frac{\dot{E}_M}{\dot{I}} - Z_M = \frac{\dot{E}_M}{\dot{E}_M - \dot{E}_N} Z_{\Sigma} - Z_M \\
 &= \frac{1}{1 - e^{-j\delta}} Z_{\Sigma} - Z_M
 \end{aligned} \quad (3-48)$$

因 $1 - e^{-j\delta} = 1 - \cos\delta + j\sin\delta = \frac{2}{1 - j\cot\frac{\delta}{2}}$, 所以

$$Z_{KM} = \left(\frac{1}{2}Z_{\Sigma} - Z_M\right) - j\frac{1}{2}Z_{\Sigma}\cot\frac{\delta}{2} = \left(\frac{1}{2} - \rho_m\right)Z_{\Sigma} - j\frac{1}{2}Z_{\Sigma}\cot\frac{\delta}{2} \quad (3-49)$$

式中

$$\rho_m = \frac{Z_M}{Z_{\Sigma}}$$

将此继电器测量阻抗随 δ 变化的关系画在以保护安装处 M 为原点的复平面上, 当系统所有阻抗角相同时, Z_{KM} 将在 Z_{Σ} 的垂直平分线 $\overline{OO'}$ 上移动, 如图 3-21 所示。

当 $\delta = 0^\circ$ 时, $Z_{KM} = \infty$; 当 $\delta = 90^\circ$ 时, $Z_{KM} = \left(\frac{1}{2}Z_{\Sigma} - Z_M\right)$, 即等于保护安装处到振荡中心之间的阻抗。这一分析结果表明, 当 δ 改变时, 不仅测量阻抗的数值在变, 而且阻抗角也在变, 其范围在 $\varphi_k - 90^\circ$ 到 $\varphi_k + 90^\circ$ 之间。

在系统振荡时, 为了算出不同安装处距离保护测量阻抗的变化规律, 在式 (3-49) 中可令 Z_x 代替 Z_M , 并假定 $m = \frac{Z_x}{Z_{\Sigma}}$, m 为小于 1 的变数, 则式 (3-49) 就可变为

$$Z_{KM} = \left(\frac{1}{2} - m\right)Z_{\Sigma} - j\frac{1}{2}Z_{\Sigma}\cot\frac{\delta}{2} \quad (3-50)$$

当 m 取不同值时, 测量阻抗变化的轨迹是一直线簇, 如图 3-22 所示, 当 $m=1/2$ 时, 特性直线通过坐标原点, 相当于保护装置安装在振荡中心处; 当 $m<1/2$ 时, 直线簇与 $+jX$ 轴相交, 相当于图 3-22 所分析的情况, 此时振荡中心位于保护范围的正方向; 而当 $m>1/2$ 时, 直线簇则与 $-jX$ 相交, 振荡中心位于保护范围的反方向。

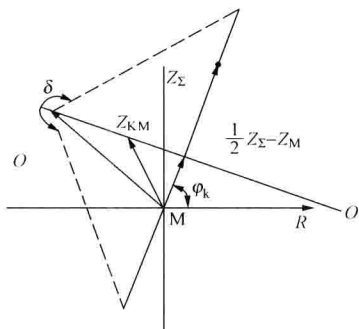


图 3-21 系统振荡时测量阻抗的变化

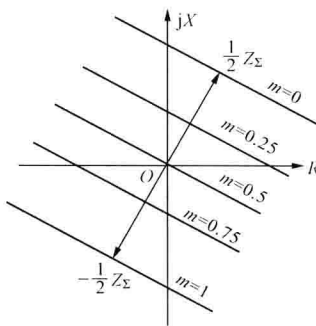


图 3-22 系统振荡时不同点测量阻抗的变化

当两侧系统的电动势不等时, 继电器测量阻抗的变化将具有更复杂的形式。设 $h = \frac{E_M}{E_N}$, 当 $h>1$ 及 $h<1$ 时, 测量阻抗末端的轨迹如图 3-23 中的圆弧 1 和圆弧 2 所示。

在这种情况下,当 $\delta=0^\circ$ 时,由于两侧电动势不等而产生一个环流,因此,测量阻抗不等于 ∞ ,而是一个位于圆周上的有限数值。

引用上述结论可分析系统振荡时距离保护所受到的影响。现仍以变电站 M 处的距离保护为例,其距离 I 段起动阻抗整定为 $0.85Z_1$,在图 3-24 中,以长度 MA 表示,由此可以作出各种继电器的动作特性曲线,其中曲线 1 为方向透镜型继电器特性,曲线 2 为方向阻抗继电器特性,曲线 3 为全阻抗继电器特性。当系统振荡时,测量阻抗的变化如图 3-24 所示,找出各种动作特性与直线 $\overline{OO'}$ 的交点 O' 和 O'' ,其所对应的角度为 δ' 和 δ'' ,则在这两个交点的范围内继电器的测量阻抗均位于动作特性圆内,因此,继电器就要起动,即在这段范围内,距离保护受振荡的影响可能误动。由图中可见,在同样整定值的条件下,全阻抗继电器受振荡的影响最大,而透镜型继电器所受的影响最小。一般而言,继电器的动作特性在阻抗复平面上沿 $\overline{OO'}$ 方向所占的面积越大,受振荡的影响就越大。

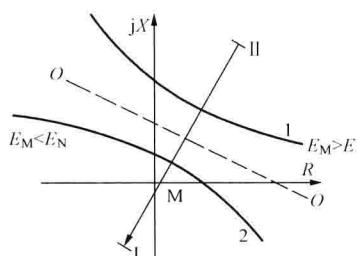


图 3-23 测量阻抗的变化轨迹图

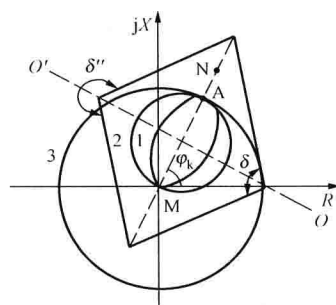


图 3-24 系统振荡时变电站 M 测量阻抗的变化图

总之,电力系统振荡时,阻抗继电器是否误动、误动的时间长短与保护安装处位置、保护动作范围、动作特性的形状和振荡周期的长短等有关。安装位置距振荡中心越近、整定值越大、动作特性曲线在与整定阻抗垂直方向的动作区越大时,越容易受振荡的影响,振荡周期越长,误动的几率越高。并不是安装在系统中的所有阻抗继电器在振荡时都会误动,但是在出厂时都要求阻抗继电器配备振荡闭锁,使之具有通用性。

3.4.5 振荡闭锁装置

构成振荡闭锁的原理有多种,但在实际中,常用以下方法。

1. 利用是否出现负序、零序分量实现闭锁

为了提高保护动作的可靠性,在系统无故障时,一般距离保护一直处于闭锁状态。当系统发生故障时,短时开放距离保护,允许保护出口跳闸,这称为短时开放。若在开放的时间内,阻抗继电器动作,说明故障点位于阻抗继电器的动作范围内,将故障切除;若在开放时间内,阻抗继电器未动作,则说明故障不在保护区内,重新将保护闭锁。原理图如图 3-25 所示。

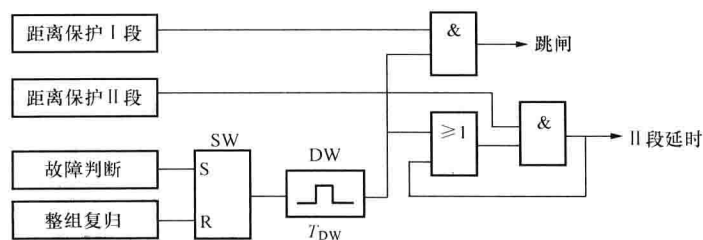


图 3-25 利用故障时短时开放的方式实现振荡闭锁

图 3-25 中故障判断元件是实现振荡闭锁的关键元件。故障判断元件和整组复归元件在系统正常运行或因静态稳定被破坏时都不会动作,这时双稳态触发器 SW 以及单稳态触发器 DW 都不会动作,保护装置的 I 段和 II 段被闭锁,无论阻抗继电器本身是否动作,保护都不可能动作,即不会误动。电力系统发生故障时,故障判断元件立即动作,动作信号经双稳态触发器 SW 记忆,直到整组复归。

SW 输出的信号又经单稳态触发器 DW,固定输出时间宽度为 T_{DW} 的脉冲,在 T_{DW} 时间内,若阻抗判断元件的 I 段和 II 段动作,则允许保护无延时动作或有延时动作(距离保护 II 段被自动保持)。若在 T_{DW} 时间内,阻抗判断元件的 I 段和 II 段没有动作,保护闭锁直至满足整组复归条件,准备下次开放保护。

T_{DW} 称为振荡闭锁开放时间或允许动作时间,其选择需要兼顾两个原则:一是要保证在正向区内故障时,保护 I 段有足够的时间可靠跳闸,保护 II 段的测量元件能够可靠起动并实现自保持,因而时间不能过短,一般不应小于 0.1s;二是要保证在区外故障引起振荡时,测量阻抗不会在故障后的 T_{DW} 时间内进入动作区,因而时间又不能过长,一般不应大于 0.3s。所以,通常情况下取 $T_{DW} = 0.1 \sim 0.3s$,现代数字保护中,开放时间一般取 0.15s 左右。

整组复归元件在故障或振荡消失后再经过一个延时动作,将 SW 复归,它与故障判断元件、SW 配合,保证在整个一次故障过程中,保护只开放一次。但是对于先振荡后故障的情况时,保护将被闭锁,尚需要有再故障判别元件。

故障判断元件又称为起动元件,其作用是仅判断系统是否发生故障,而不需要判断出故障的远近及方向,对它的要求是灵敏度高、动作速度快,系统振荡时不误动。目前距离保护中应用的故障判断元件主要有反应电压、电流中负序分量或零序分量的判断元件和反应电流突变量的判断元件两种。

(1) 反应电压、电流中负序分量或零序分量的故障判断元件。电力系统正常运行或因静态稳定破坏而引发振荡时,系统均处于三相对称状态,电压、电流中不存在负序分量或零序分量。而当发生不对称短路时,故障电压、电流中都会出现较大的负序分量或零序分量。三相对称短路时,一般由不对称短路发展而来,短时也会有负序、零序分量输出。利用负序分量或零序分量是否存在,作为系统是否发生短路的判断。

(2) 反应电流突变量的故障判断元件。反应电流突变量的故障判断元件是根据在系统正常或振荡时电流变化比较缓慢,而在系统故障时电流会出现突变这一特点来进行判断故障的。电流突变的检测,既可用模拟的方法实现,也可用数字的方法实现。

2. 利用阻抗变化率的不同实现闭锁

系统短路时,测量阻抗由负荷阻抗变为短路阻抗,而在振荡时,测量阻抗缓慢变为保护安装处到振荡中心点的线路阻抗,这样,根据测量阻抗的变化速度的不同就可构成振荡闭锁。其原理可用图 3-26 说明。

图 3-26 (b) 中 KZ1 为整定值较高的阻抗元件, KZ2 为整定值较低的阻抗元件。实质是在 KZ1 动作后先开放一个 Δt 的延时,如果在这段时间内 KZ2 动作,去开放保护,直到 KZ2 返回;如果在 Δt 的时间内 KZ2 不动作,保护就不会被开放。它利用短路时阻抗的变化率较大, KZ1、KZ2 的动作时间差小于 Δt , 短时开放。但与前面短时开放不同的是,测量阻抗每次进入 KZ1 的动作区后,都会开放一定时间,而不是在整个故障过程中只开放一次。

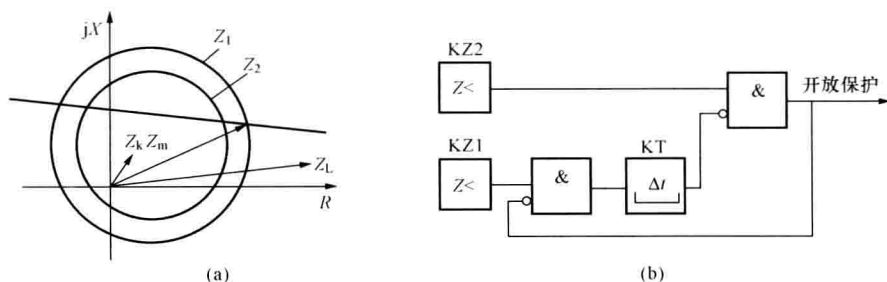


图 3-26 利用电气量变化速度的不同构成振荡闭锁

(a) 原理示意图; (b) 原理框图

由于对测量阻抗变化率的判断是由两个大小不同的圆完成的, 所以这种振荡闭锁原理通常也称“大圆套小圆”振荡闭锁原理。

3. 利用动作延时实现闭锁

系统振荡时, 距离保护的测量阻抗是随 δ 角的变化而变化的, 当 δ 变化到某一值时, 测量阻抗进入到阻抗继电器的动作区, 而当 δ 角继续变化到另一角度时, 测量阻抗又从动作区移出, 测量元件返回。

分析表明, 对于按躲过最大负荷整定的距离保护Ⅲ段阻抗元件, 测量阻抗落入其动作区的时间小于一个振荡周期 (1~1.5s)。只有距离保护Ⅲ段动作延时大于 1~1.5s, 系统振荡时, 保护Ⅲ段才不会误动作。

3.5 距离保护的电压回路断线闭锁

3.5.1 断线失压时阻抗继电器动作行为

距离保护在运行中, 可能会发生电压互感器二次侧短路故障、二次侧熔断器熔断、二次侧快速自动开关跳开等引起的失压现象。所有这些现象, 都会使保护装置的电压下降或消失, 或相位变化, 导致阻抗继电器失压误动。

图 3-27 所示为电压互感器二次侧 a 相断线的示意图, 图中 Z_1 、 Z_2 、 Z_3 为电压互感器二次相负载阻抗; Z_{ab} 、 Z_{bc} 、 Z_{ca} 为相间负载阻抗。当电压互感器二次 a 相断线时, 由叠加原理求得 \dot{U}_a 的表达式为

$$\dot{U}_a = \dot{C}_1 \dot{E}_b + \dot{C}_2 \dot{E}_c \quad (3-51)$$

式中 \dot{E}_b 、 \dot{E}_c ——电压互感器二次侧 b 相、c 相感应电动势;

\dot{C}_1 、 \dot{C}_2 ——分压系数, 其中

$$\dot{C}_1 = \frac{Z_1 // Z_{ac}}{Z_{ab} + (Z_1 // Z_{ac})}; \quad \dot{C}_2 = \frac{Z_1 // Z_{ab}}{Z_{ac} + (Z_1 // Z_{ab})}$$

一般情况下负荷阻抗角基本相同, 则分压系数为实数。

根据式 (3-51) 作出 \dot{U}_a 相量图如图 3-28 所示。由图 3-28 可见, 与断线前的电压相比, \dot{U}_a 幅值下降、相位变化近 180° , \dot{U}_{ab} 、 \dot{U}_{ac} 幅值降低, 相位也发生了近 60° 变化, 加到继电

器端子上的电压幅值、相位都发生了变化,将可能导致阻抗继电器误动。

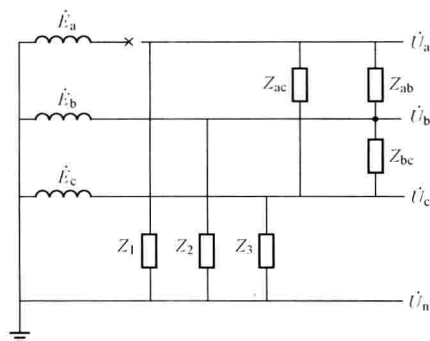


图 3-27 二次侧 a 相断线失压

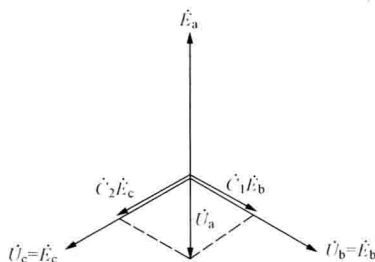


图 3-28 二次侧 a 相断线时相量图

3.5.2 断线闭锁元件

一般情况下,断线失压闭锁元件根据断线失压出现的特征构成,其特征是零序电压、负序电压、电压幅值降低、相位变化以及二次电压回路短路时电流增大等。

1. 对断线失压闭锁元件的要求

- (1) 二次电压回路断线失压时,构成的闭锁元件灵敏度要满足要求。
- (2) 一次系统短路故障时,不应闭锁保护或发出断线信号。
- (3) 断线失压闭锁元件应有一定的动作速度,以便在保护误动前实现闭锁。
- (4) 断线失压闭锁元件动作后应固定动作状态,可靠将保护闭锁,解除闭锁应由运行人员进行。保证在处理断线故障过程中区外发生短路故障或系统操作时,导致保护的误动。

2. 断线闭锁元件

(1) 三相电压求和闭锁元件。电压互感器二次回路完好时,三相电压对称, $\dot{U}_a + \dot{U}_b + \dot{U}_c \approx 0$,即使出现不平衡电压,数值也很小。当电压互感器二次出现一相或两相断线时,三相电压的对称性被破坏,出现较大的零序电压。当一相断线时,零序电压为

$$3\dot{U}_0 = (1 + \dot{C}_1)\dot{E}_b + (1 + \dot{C}_2)\dot{E}_c$$

当电压互感器出现三相断线时,三相电压数值和为

$$|\dot{U}_a| + |\dot{U}_b| + |\dot{U}_c| = 0 \quad (3-52)$$

而在一相或两相断线时,有

$$|\dot{U}_a| + |\dot{U}_b| + |\dot{U}_c| \geq U_{2N} \quad (3-53)$$

式中 U_{2N} ——电压互感器二次额定相电压。

由上面分析可知,判别三相电压相量和大小可识别出一相断线或两相断线,判别三相电压数值和大小可识别出三相断线。

实际上,通过检查三相相量和与电压互感器开口三角形绕组的差电压大小,也可判别出二次电压回路的一相断线或两相断线。当一次系统中存在零序电压 \dot{U}_{10} 时,在中性点直接接地系统中,有 $\dot{U}_a + \dot{U}_b + \dot{U}_c = 3\dot{U}_{10} \frac{100}{U_{1N}}$ (U_{1N} 为电压互感器高压侧额定相间电压),开口三角

形侧零序电压为 $\dot{U}_{\Delta} = 3\dot{U}_{10} \frac{100}{U_{1N}/\sqrt{3}}$ ；在中性点非直接接地系统中，开口三角形侧零序电压为 $\dot{U}_{\Delta} = 3\dot{U}_{10} \frac{100/3}{U_{1N}/\sqrt{3}}$ ，其条件为

$$U_{\text{dif}} = |K\dot{U}_{\Delta} - (\dot{U}_a + \dot{U}_b + \dot{U}_c)| \quad (3-54)$$

式中 U_{dif} ——差电压；

K ——系数，中性点直接接地系统， $K = 1/\sqrt{3}$ ；中性点不直接接地系统， $K = \sqrt{3}$ ；

\dot{U}_{Δ} ——开口三角形侧零序电压。

显然，电压互感器二次回路完好或一次系统中发生接地短路故障时， $U_{\text{dif}} \approx 0$ ；二次侧一相或两相断线时，差电压 U_{dif} 有一定的数值。用差电压方法判别电压二次回路断线，还可反映微机保护装置内部采集系统的异常。当然，开口三角形侧断线时，正常情况下检测不出，当中性点直接接地系统发生接地短路故障时，差电压可能很大，此时并没有断线。

当三相电压的有效值均很低时，同样可以识别出三相断线，当正序电压很小时，也可以反映三相断线。

(2) 断线判据。根据以上断线失压工作原理的分析，电压互感器二次一相或两相断线的判据是：微机保护的起动元件没有起动，同时满足

$$|\dot{U}_a| + |\dot{U}_b| + |\dot{U}_c| \geq 8(V) \quad (3-55)$$

式 (3-57) 也可采用如下判据

$$|K\dot{U}_{\Delta} - (\dot{U}_a + \dot{U}_b + \dot{U}_c)| > 8(V) \quad (3-56)$$

用以上两式判据判别一相或两相断线失压，有很高的动作灵敏度。当判别断线后，可经短延时闭锁距离保护，经较长延时发出断线信号。

判别三相断线，若电压互感器接在线路侧而仅用电压判据时，当断路器未合上会出现断线告警信号。为此，对三相断线还需要增加断路器合闸的位置信号和线路有电流信号。所以，三相断线判据是：微机装置保护起动元件没有起动，断路器在合闸位置，或者有一相电流大于 I_{set} (I_{set} 无电流门槛，可取 $0.04 I_N$ 或 $0.08 I_N$ ， I_N 电流互感器二次额定电流)；同时满足

$$|\dot{U}_a| + |\dot{U}_b| + |\dot{U}_c| \geq 0.5U_{2N} \quad (3-57)$$

也可采用如下判据

$$U_a < 8(V); U_b < 8(V); U_c < 8(V) \quad (3-58)$$

或者采用

$$U_1 < 0.1U_{2N} \quad (3-59)$$

式中 U_1 ——三相电压的正序分量。

当检出三相断线后，应闭锁保护、发出断线信号。若不引入断路器合闸位置信号仅用电流信号，则当实际电流小于 I_{set} 时，断线闭锁将起不到预期作用。

3. 检测零序电压、零序电流的断线闭锁元件

若只应用式 (3-59) 来判别断线失压，则当一次系统发生接地短路故障时断线闭锁元件会出现误动。通常采用的闭锁措施是采用开口三角形绕组上的电压进行平衡，如式 (3-

56) 所示;也可以采用检测零序电流进行闭锁。因此,断线失压的判据满足式(3-55)外,还要满足

$$3I_0 < 3I_{0.set} \quad (3-60)$$

零序电流闭锁元件整定值为

$$3I_{0.set} = K_{rel} 3I_{0.unb.max}$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,取 1.15;

$3I_{0.unb.max}$ ——正常运行时最大不平衡零序电流,一般可取电流互感器二次额定电流的 10%。

与检测零序电压、零序电流判别断线相似,检测负序电压、负序电流也可判别断线失压。用这种判别方法,在中性点不接地系统中尤为适合,因为在中性点不接地系统中发生单相接地不会出现负序电压。

3.6 影响距离保护正确工作的因素

3.6.1 概述

在距离保护中,最根本的要求是阻抗继电器能正确测量短路点至保护安装处的距离。当故障发生在保护区内时,测量的阻抗应小于动作阻抗,继电器动作,当故障发生在区外时,测量阻抗大于动作阻抗,继电器应不动作,从而保证选择性。为了保证这一要求的实现,除了采用正确的接线方式外,还应充分考虑在实际运行中保护装置会受到一些不利因素的影响,使之发生误动。一般来说,影响距离保护正确动作的因素主要有以下几方面。

- (1) 在短路点与保护安装处之间有分支电路。
- (2) 短路点的过渡电阻。
- (3) 电力系统振荡。
- (4) 测量互感器误差。
- (5) 电网频率的变化。
- (6) 在 Yd11 变压器后发生短路故障。
- (7) 线路串联补偿电容的影响。
- (8) 过渡过程及电压回路断线。
- (9) 平行双回路互感的影响等。

由于这些因素的影响,使阻抗继电器将发生不正确动作,为此必须对这些影响的因素加以分析研究,然后采取适当措施予以防止。对于第(4)项,阻抗继电器是通过电流互感器和电压互感器接入电气量的,测量互感器的变比误差和角误差必然给阻抗继电器的正确测量带来影响,关于这种影响通常在计算阻抗继电器的动作阻抗时,用可靠系数来考虑。对于第(5)项,在相位比较方向阻抗继电器中,用记忆极化电压作为一个比较量,由于电压记忆回路是调整在额定工频下谐振,因此对系统频率的变化最为敏感。当系统的工作频率与谐振频率发生偏移时,将使阻抗继电器特性曲线在阻抗复平面向左、右方向偏移。对于第(6)项,当保护安装处与短路点具有 Y/Δ 接线变压器时,阻抗继电器的工作将受变压器的阻抗和一、二次电压相角差的影响。例如方向阻抗继电器对 Y/Δ 变压器另一侧的两相短路反应能力很差,一般不能起后备作用。对于第(7)项,在线路或变电站内装设串联补偿电容后,破坏

了阻抗继电器的测量阻抗与距离成比例的关系，同时它的电抗部分还会改变符号，使保护的方向性被破坏，对阻抗继电器的正确工作带来影响。对于第（8）项，在电力系统正常运行中，电压互感器的一次回路或二次回路有可能出现断线的情况，当电压回路断线后，二次侧接至保护回路的相电压或线电压都可能降低至零，由于这时电力系统处于正常运行状态，仍然有负荷电流，所以测量阻抗可能小于动作阻抗，使阻抗继电器可能误动作。对于第（9）项，当发生接地短路故障时，双回路中的接地阻抗继电器的测量阻抗，受双回路零序互阻抗的影响，产生阻抗测量上的误差。

以上对第(4)项至第(9)项影响因素作了概略说明,下面着重分析第(1)项和第(2)项影响因素。

3.6.2 保护安装处和故障点间分支线的影响

在高压电力网中，在母线上接有电源线路、负载或平行线路以及环形线路等，形成分支线。

1. 助增电源

图 3-29 示出了具有电源分支线网络,当在线路 NP 上 k 点发生短路故障时,对于装在 MN 线路 M 侧的距离保护安装处母线上电压为

$$\dot{U}_M = \dot{i}_{MN} Z_{MN} + \dot{i}_k Z_l L_k$$

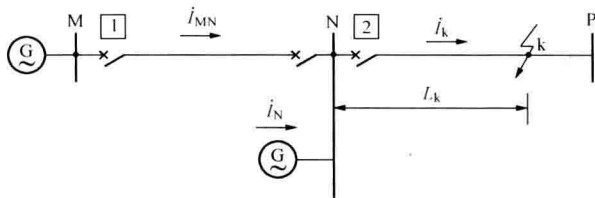


图 3-29 具有助增网络

测量阻抗为

$$Z_m = \frac{\dot{U}_M}{\dot{I}_{MN}} = Z_{MN} + \frac{\dot{I}_k}{\dot{I}_{MN}} Z_1 L_k = Z_{MN} + \dot{K}_b Z_1 L_k \quad (3-61)$$

式中 Z_1 ——线路单位千米的正序阻抗;

\dot{K}_b ——分支系数（助增系数），一般情况下可认为分支系数是实数，显然 $\dot{K}_b = \frac{\dot{I}_k}{\dot{I}_{MN}} \geq 1$ 。

由式(3-61)可见,由于助增电源的影响,使M侧阻抗继电器测量阻抗增大,保护区缩短。如图3-29所示网络,分支系数可表示为

$$\dot{K}_b = \frac{Z_{sM} + Z_{MN} + Z_{sN}}{Z_{sN}} \quad (3-62)$$

式中 Z_{SM} ——M 侧母线电源等值阻抗;

 Z_{N} ——N 侧母线电源等值阻抗； Z_{MN} ——MN 线路阻抗。

由式 (3-62) 可以看出, 分支系数与系统运行方式有关, 在整定计算时应取较小的分

支系数以便保证保护的选择性。因为出现较大的分支系数时，只会使测量阻抗增大，保护区缩短，不会造成非选择性动作。相反，当整定计算取用较大的分支系数时，在运行方式中出现较小分支系数，则将造成测量阻抗减小，导致保护区伸长，可能使保护失去选择性。

2. 汲出分支线

如图 3-30 所示汲出分支线的网络上，M 侧母线上的电压为当在 k 点发生短路故障时，对于装在 MN 线路上 M 侧母线上的电压为

$$\dot{U}_M = \dot{I}_{MN} Z_{MN} + \dot{I}_{k1} Z_1 L_k$$

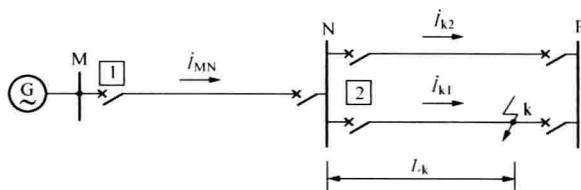


图 3-30 汲出分支线网络

测量阻抗为

$$Z_m = \frac{\dot{U}_M}{\dot{I}_{MN}} = Z_{MN} + \frac{\dot{I}_{k1}}{\dot{I}_{MN}} Z_1 L_k = Z_{MN} + \dot{K}_b Z_1 L_k \quad (3-63)$$

式中 \dot{K}_b ——分支系数（汲出系数），一般情况下取实数 $\dot{K}_b = \frac{\dot{I}_{k1}}{\dot{I}_{MN}} \leq 1$ 。

显然，由于汲出电流的影响，导致 M 侧测量阻抗减小，保护区伸长，可能引起非选择性动作。如图 3-30 示出的网络，汲出系数可表示为

$$\dot{K}_b = \frac{Z_{NP1} - Z_{set} + Z_{NP2}}{Z_{NP1} + Z_{NP2}} \quad (3-64)$$

式中 Z_{NP1} 、 Z_{NP2} ——平行线路两回线阻抗，一般情况下数值相等；

Z_{set} ——距离 I 段整定阻抗。

3. 电源分支、汲出分支线同时存在

如图 3-31 所示，在相邻线路上 k 点发生短路故障时，M 侧母线电压为

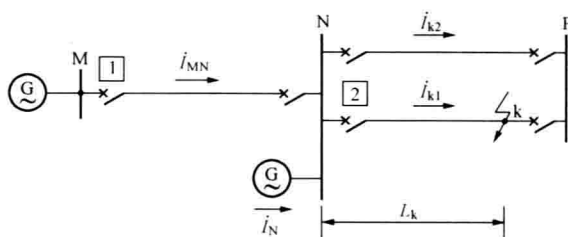


图 3-31 助增、汲出同时存在网络

$$\dot{U}_M = \dot{I}_{MN} Z_{MN} + \dot{I}_{k1} Z_1 L_k$$

测量阻抗为

$$Z_m = \frac{\dot{U}_M}{\dot{I}_{MN}} = Z_{MN} + \frac{\dot{I}_{k1}}{\dot{I}_{MN}} Z_1 L_k = Z_{MN} + \dot{K}_{b\Sigma} Z_1 L_k \quad (3-65)$$

式中 $\dot{K}_{b\Sigma}$ ——总分支系数。

若用 $\dot{I}_{\Sigma} = \dot{I}_{MN} + \dot{I}_N$ 表示, 则

$$\dot{I}_{k1} = \dot{I}_{\Sigma} \frac{Z_{NP1} + Z_{NP2} - Z_{set}}{Z_{NP1} + Z_{NP2}}; \dot{I}_{MN} = \dot{I}_{\Sigma} \frac{Z_{sN}}{Z_{sN} + Z_{MN} + Z_{sM}}$$

代入式 (3-65), 则测量阻抗为

$$K_{b\Sigma} = \frac{Z_{sN} + Z_{MN} + Z_{sM}}{Z_{sN}} \frac{Z_{NP1} + Z_{NP2} - Z_{set}}{Z_{NP1} + Z_{NP2}} \quad (3-66)$$

由式 (3-66) 可见, 在既有助增又有汲出的网络, 其分支系数为助增系数与汲出系数的乘积。也就是说, 可分别计算助增系数与汲出系数, 然后相乘就为总的分支系数。同理, 在计算整定阻抗时, 应取较小分支系数; 而在灵敏度校验时应取较大分支系数。

【例 3-1】 网络如图 3-31 所示, 已知, 线路正序阻抗 $Z_1 = 0.45\Omega/\text{km}$, 平行线路 70km、MN 线路为 40km, 距离 I 段保护可靠系数取 0.85。M 侧电源最大、最小等值阻抗分别为 $Z_{sM, \max} = 25\Omega$ 、 $Z_{sM, \min} = 20\Omega$; N 侧电源最大、最小等值阻抗分别为 $Z_{sN, \max} = 25\Omega$ 、 $Z_{sN, \min} = 15\Omega$, 试求 MN 线路 M 侧距离保护的最大、最小分支系数。

解 (1) 求最大分支系数。

1) 最大助增系数由式 (3-64) 可得

$$K_{b, \max} = \frac{Z_{sM, \max} + Z_{MN} + Z_{sN, \min}}{Z_{sN, \min}} = \frac{25 + 40 \times 0.45 + 15}{15} = 3.93$$

2) 最大汲出系数。显然, 当平行线路只有一回路在运行时, 汲出系数为 1。

总的最大分支系数为

$$K_{b\Sigma} = K_{b\text{助}} K_{b\text{汲}} = 3.93 \times 1 = 3.93$$

(2) 求最小分支系数。

1) 最小助增系数由式 (3-64) 可得

$$K_{b, \min} = \frac{Z_{sM, \min} + Z_{MN} + Z_{sN, \max}}{Z_{sN, \max}} = \frac{20 + 40 \times 0.45 + 25}{25} = 2.52$$

2) 最小汲出系数由式 (3-66) 可知, 平行线路的阻抗可化为长度进行计算, 则得

$$K_b = \frac{Z_{NP1} - Z_{set} + Z_{NP2}}{Z_{NP1} + Z_{NP2}} = \frac{140 - 0.85 \times 70}{140} = 0.575$$

总的最小分支系数为

$$K_{b\Sigma} = K_{b\text{助}} K_{b\text{汲}} = 2.52 \times 0.575 = 1.35$$

3.6.3 过渡电阻对距离保护的影响

1. 短路点过渡电阻的特性

前面在分析过程中, 都是假设发生金属性短路故障。而事实上, 短路点通常是经过过渡电阻短路的。短路点的过渡电阻 R_t 是指当相间短路或接地短路时, 短路电流从一相流到另一相或从相导线流入地的回路中所通过的物质的电阻, 包括电弧、中间物质的电阻、相导线与地之间的接触电阻、金属杆塔的接地电阻等。在一般情况下使测量电阻增大, 距离保护 I 段保护范围缩短, 距离保护 II 段保护灵敏度降低, 但有时也可能引起保护超范围动作或反方向误动。

在相间短路时,过渡电阻主要由电弧电阻组成。电弧电阻具有非线性特性,其大小与电弧弧道的长度成正比,与电弧电流的大小成反比。国外进行的一系列实验表明,当故障电流相当大时(数百安以上),电弧上的电压梯度几乎和电流无关(电位梯度即单位长度上的电位差),其最大值约为 $1.4 \sim 1.5 \text{ kV/m}$ 。设电弧的长度为 L_{ac} (m),电弧电流的有效值为 I_{ac} (A),则电弧电阻的数值为

$$R_{ac} \approx 1050 \frac{L_{ac}}{I_{ac}} (\Omega) \quad (3-67)$$

电弧的长度和电流是随时间而变的,一般来说,短路初始瞬间电流最大,电弧长度最小,电弧电阻的数值最小,而后,经过几个周期,由于短路点的空气流动和电动力的作用,电弧将随时间拉长,致使电弧电阻增大,起始增大较慢,大约经过 $0.1 \sim 0.5 \text{ s}$ 之后,将剧烈上升,如图 3-32 (a) 所示。相间故障的电弧电阻一般在数欧至十几欧之间。

在接地短路时,除电弧电阻外,主要由杆塔接地电阻和杆塔电阻等组成。杆塔的接地电阻与大地电导率有关,对于跨越山区的高压线路,铁塔的接地电阻可达数十欧。当导线通过树木或其他物体对地短路时,过渡电阻更高。对于 500 kV 线路,最大过渡电阻可达 300Ω ,对 220 kV 线路最大过渡电阻可达 100Ω 。

短路点的过渡电阻将影响电流、电压值以及电流与电压间的相位角,由于凡是非线性的,还可能使残余电压的波形发生畸变,如图 3-32 (b) 所示。由此可见,过渡电阻的存在,使距离保护装置的工作特性变坏。

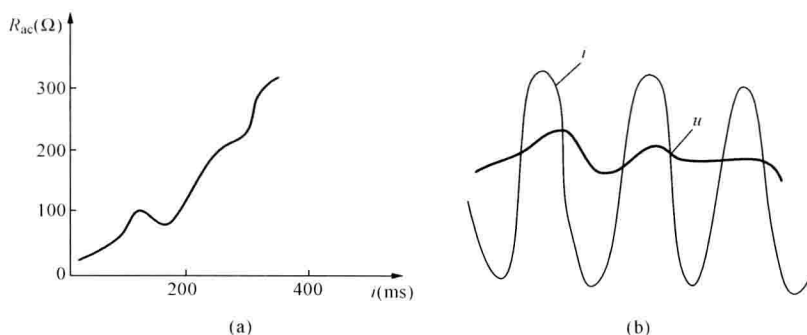


图 3-32 短路时产生的电弧

(a) 电弧电阻随时间变化的曲线; (b) 经电弧短路时电流、电压的波形图

2. 过渡电阻对距离保护的影响

(1) 单侧电源网络。图 3-33 所示为单侧电源网络通过过渡电阻 R_t 短路的情况。很明显由于过渡电阻 R_t 的存在,必然使测量阻抗增大,保护范围缩小。

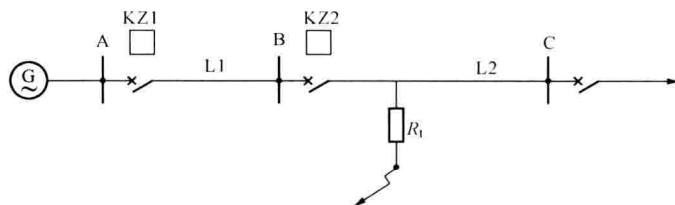


图 3-33 经过过渡电阻 R_t 短路示意图

过渡电阻的存在,给距离保护的性能带来较大的影响,但对不同地点的保护装置影响是不一样的。例如,在图 3-33 所示的单侧电源网络中,当线路 L2 的出口通过 R_f 短路时,L1、L2 两条线路上的距离保护装置的测量阻抗分别为

$$Z_{m1} = Z_{L1} + R_f \quad (3-68)$$

$$Z_{m2} = R_f \quad (3-69)$$

式中 Z_{L1} ——线路 L1 的阻抗。

由式 (3-68) 和式 (3-69) 可见,KZ1 和 KZ2 测量阻抗比在同一点发生金属性短路时,均有所增大,但增大的情况有所不同,其中 KZ2 测量阻抗增大的数值就等于 R_f ,而 KZ1 的测量阻抗等于 Z_{L1} 和 R_f 的相量和,增加得较少,增大的数值小于 R_f ,也就是受 R_f 影响小。

当过渡电阻 R_f 的数值较大时,可能导致距离保护装置的无选择性动作。例如,图 3-33 所示的网络,在线路 L1 和 L2 上装设由圆特性方向阻抗继电器作为测量元件的距离保护,其动作特性及过渡电阻对安装在不同地点阻抗继电器的影响示于图 3-34 中。

由图 3-34 可见,当 R_f 数值较大时,KZ2 的测量阻抗 $Z_{m2} = R_f$,其矢端落于其 I 段的动作特性圆外,但仍在其 II 段圆内,而 KZ1 的测量阻抗 Z_{m1} 尚在其 II 段动作特性圆内,因此 KZ1 和 KZ2 将同时以 II 段时限跳闸,造成了越级跳闸,失去了选择性。

当过渡电阻 R_f 的数值更大时,KZ1 和 KZ2 两个保护都可能以 III 段时限动作。

以上分析充分说明,过渡电阻的数值对抗阻元件工作的影响较大,同时保护装置的整定值越小,则相对的受过渡电阻的影响越大。在短线上的距离保护装置应特别注意过渡电阻的影响,在校验距离元件的灵敏度时,应该考虑过渡电阻的影响因素。

(2) 双侧电源的网络。在双侧电源的网络中,阻抗继电器的工作性能与过渡电阻的关系比较复杂。对如图 3-35 所示双侧电源的线路,短路点的过渡电阻可能使测量阻抗增大,也可能使测量阻抗减小。

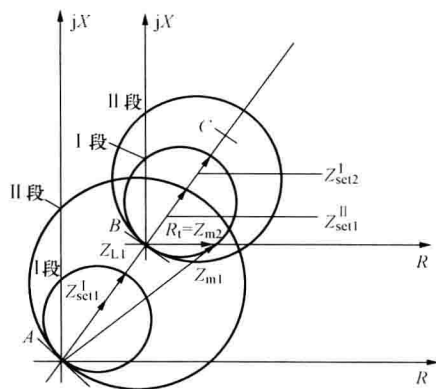


图 3-34 单侧电源网络过渡电阻对于不同安装地点距离保护影响情况分析

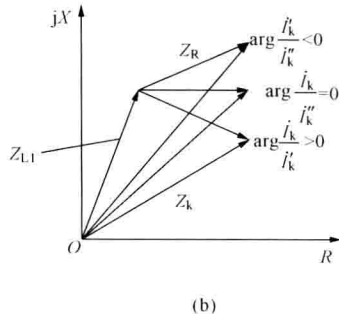
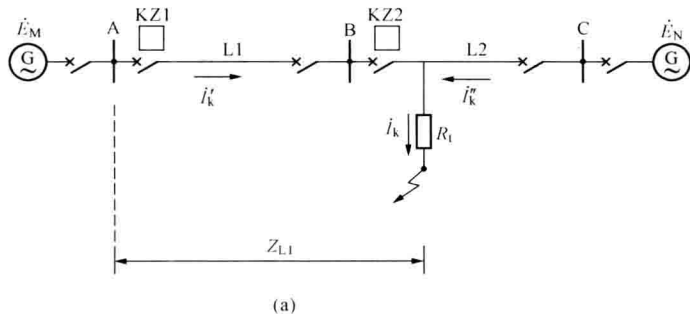


图 3-35 双侧电源网络经过渡电阻短路时对测量阻抗的影响

(a) 系统图; (b) 相量图

当由双侧电源供电, 在线路 L2 出口经过渡电阻 R_t 短路时, 两侧电源均向短路点供给短路电流 \dot{I}'_k 和 \dot{I}''_k , 流经过渡电阻的电流为 $\dot{I}'_k + \dot{I}''_k$, 此时, 过渡电阻 R_t 的电压降为

$$\dot{U}_R = (\dot{I}'_k + \dot{I}''_k)R_t \quad (3-70)$$

M 侧阻抗继电器 KZ1 的测量阻抗为

$$Z_{k1} = \frac{\dot{I}'_k Z_{L1} + (\dot{I}'_k + \dot{I}''_k)R_t}{\dot{I}'_k} = Z_{L1} + \frac{\dot{I}'_k + \dot{I}''_k}{\dot{I}'_k} R_t \quad (3-71)$$

由于两侧电源电动势之间存在有相角差, 电流 \dot{I}'_k 和 \dot{I}''_k 相位不同, 因此 $\frac{(\dot{I}'_k + \dot{I}''_k)R_t}{\dot{I}'_k}$ 是一个复数, 它代表测量阻抗的变化量, 称为附加测量阻抗, 它不是纯电阻性的。

当 \dot{I}'_k 的相位落后于 \dot{I}''_k 的相位 (即 $\arg \dot{I}'_k / \dot{I}''_k < 0$) 时, 过渡电阻引起的附加分量, 将使测量阻抗的电抗成分增大 [图 3-35 (b) 中 Z_R 呈感性, 有正的虚部, 相量 Z_R 向上倾斜], 造成保护范围缩短。

当 \dot{I}'_k 的相位超前于 \dot{I}''_k 的相位, 则 $\arg \dot{I}'_k / \dot{I}''_k > 0$, 过渡电阻引起的附加分量, 将使测量阻抗的电抗成分减小 (Z_R 呈容性, 向下倾斜), 则实际的保护区将比整定值要大, 可能导致超范围的动作。

(3) 过渡电阻对不同动作特性阻抗继电器的影响。在图 3-36 所示的网络中, 假定在保护 1 处的距离 I 段采用不同特性的阻抗继电器, 它们的整定值选择都一样, 即 $Z_{set}^I = 0.85Z_{AB}$ 。如果在距离 I 段保护范围内阻抗为 Z_F 处, 通过电阻 R_t 发生短路, 则保护装置 KZ1 的测量阻抗为

$$Z_{k1} = Z_F + R_t \quad (3-72)$$

由图 3-36 (b) 可见, 当 R_t 达到 R_{t1} 时, 具有椭圆特性的阻抗继电器开始拒动, 达到 R_{t2} 时, 方向阻抗继电器开始拒动; 达到 R_{t3} 时, 全阻抗继电器开始拒动。这就说明各种特性阻抗继电器对过渡电阻的敏感程度不一样, 椭圆特性阻抗继电器动作特性在复数阻抗平面 $+R$ 轴方向面积最小, 对过渡电阻最敏感, 受其影响最大; 全阻抗继电器动作特性在 $+R$ 轴方向面积最大, 受其影响最小。因此, 一般来说, 阻抗继电器的动作特性在 $+R$ 轴方向所占面积越大, 则受过渡电阻的影响也就越小。

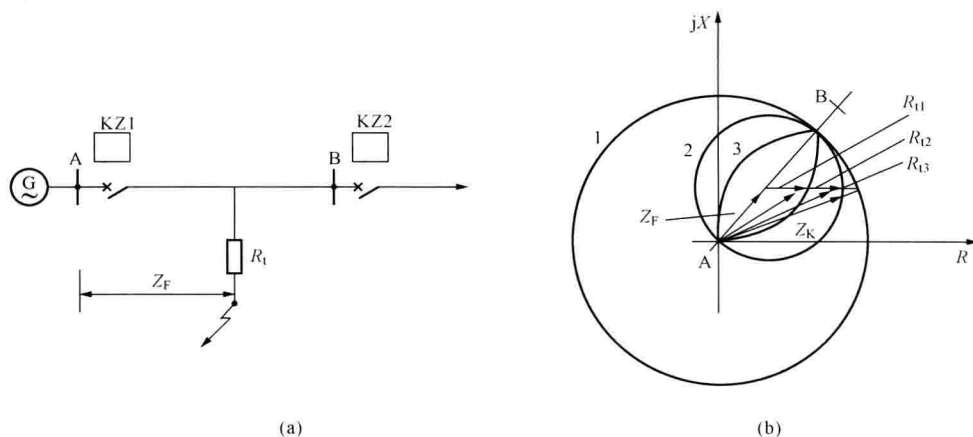


图 3-36 过渡电阻对不同特性阻抗继电器影响的比较

(a) 系统图; (b) 特性图

3. 防止过渡电阻影响的措施

(1) 采用瞬时测量装置。对于相间短路, 过渡电阻一般为电弧电阻, 具有纯电阻性质。由图 3-32 (a) 所示电弧电阻随时间变化关系曲线已经知道, 电弧电阻在短路的初瞬间, R_{ac} 最小, 在短路 0.1~0.15s 之后将急剧增大。由这一特点可见, 过渡电阻对距离保护的Ⅰ段影响较小, 但是对于距离保护的Ⅱ段, 由于它的动作是带时限的(动作时限不小于 0.5s) 所以过渡电阻对距离Ⅱ段影响较大。为了克服这种影响, 通常在距离Ⅱ段上装设“瞬时测量装置”。所谓“瞬时测量”就是将测量元件的初始动作状态, 通过起动元件的动作将其固定下来。此后, 当距离元件因短路点过渡电阻 R_i 增大使测量元件返回时, 保护仍可通过“瞬时测量”装置按原整定时间动作于跳闸。

以上分析说明, 采用“瞬时测量”是克服过渡电阻影响的有效措施, 因而在实际的距离保护装置中得到了广泛应用。但是应当注意, 一般只在单回线辐射型电网中带时限的Ⅱ段上采用, 对于距离保护的Ⅰ段, 因为动作时间短, 过渡电阻的数值小, 没有必要装设瞬时测量电路。当相邻线路为平行线路或单回线与环网相接时, 则在该线路上就不能采用瞬时测量的方法来防止过渡电阻的影响, 否则可造成保护的非选择性动作。

(2) 采用阻抗特性圆偏移的方法。采用能允许较大的过渡电阻而又不致拒动的阻抗继电器, 如电抗型继电器、四边形动作特性的继电器、偏移特性阻抗继电器等, 从而达到减小过渡电阻的影响。

3.7 距离保护的整定计算

保护装置类型的选择是根据可能出现故障的情况来确定的。目前相间距离保护多采用三段式保护, 主要由起动元件、阻抗元件、振荡闭锁元件、瞬时测量元件、时间元件和逻辑元件等部分组成。三段式距离保护(包括接地距离保护)的整定计算原则与三段式电流保护的整定计算原则基本相同。下面介绍三段式相间距离保护的整定计算原则。

3.7.1 距离保护的整定原则

为了对不同特性的阻抗保护进行整定, 保证电力系统的安全运行, 在整定计算时需要注意以下问题。

(1) 各种保护在动作时限上按阶梯原则配合。

(2) 相邻元件的保护之间、主保护与后备保护之间、后备保护与后备保护之间均应配合。

(3) 相间保护与相间保护之间、接地保护与接地之间的配合, 反应不同类型故障的保护之间不能配合。

(4) 上一线路与下一线路所有相邻线路保护间均需相互配合。

(5) 不同特性的阻抗继电器在使用中还需考虑整定配合。

(6) 对于接地距离保护, 只有在整定配合要求不很严格的情况下, 才能按照相间距离保护的整定计算原则进行整定。

(7) 了解所选保护采用的接线方式、反应的故障类型、阻抗继电器的特性及采用的段数等。

(8) 给出必需的整定值项目及注意事项。

3.7.2 距离保护的整定计算

1. 距离保护 I 段整定计算

相间距离保护第 I 段的整定值主要是按躲过本线路末端相间短路故障条件来选择。在图 3-37 所示的网络中, 线路 AB 保护 1 相间距离保护第 I 段的动作阻抗为

$$Z_{\text{op},1}^{\text{I}} = K_{\text{rel}}^{\text{I}} Z_{\text{AB}} \quad (3-73)$$

式中 $Z_{\text{op},1}^{\text{I}}$ —— AB 线路保护 1 距离保护第 I 段的动作阻抗值, Ω/km ;

$K_{\text{rel}}^{\text{I}}$ —— 距离保护第 I 段可靠系数, 取 0.8~0.85;

Z_{AB} —— 线路 AB 的正序阻抗。

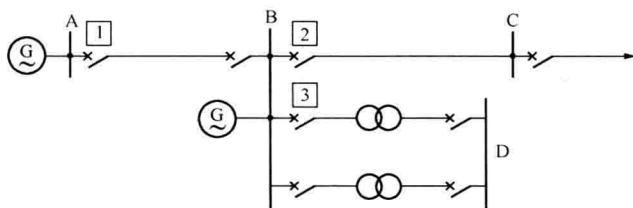


图 3-37 距离保护整定计算系统图

距离保护第 I 段动作时间为固有动作时间, 若整定阻抗与线路阻抗角相等, 则保护区为被保护线路全长的 80%~85%。

保护动作时间按 $t_1 = 0\text{s}$, 即保护固有动作时间整定。

2. 距离保护 II 段整定计算

相间距离保护第 II 段应与相邻线路相间距离第 I 段或与相邻元件 (变压器) 速动保护配合, 如图 3-37 所示; 保护 1 距离保护第 II 段整定值应满足以下条件。

(1) 按与相邻线路距离保护 I 段配合整定

$$Z_{\text{op},1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} (Z_{\text{AB}} + K_{\text{b},\text{min}} Z_{\text{op},2}^{\text{I}}) \quad (3-74)$$

式中 Z_{AB} —— 线路 AB 的正序阻抗;

$K_{\text{b},\text{min}}$ —— 最小分支系数;

$K_{\text{rel}}^{\text{II}}$ —— 距离保护第 II 段可靠系数, 一般取 0.8~0.85。

保护动作时间为

$$t_{\text{op},1}^{\text{II}} \geq \Delta t$$

式中 Δt —— 时间级差, 一般取 0.5s。

最大灵敏角

$$\varphi_{\text{sen}} = \varphi_k$$

式中 φ_k —— 线路正序阻抗角。

(2) 躲过相邻变压器其他侧母线故障整定。与相邻变压器速动保护配合, 若变压器速动保护区为变压器全部, 则动作阻抗为

$$Z_{\text{op},1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} (Z_{\text{AB}} + K_{\text{b},\text{min}} Z_{\text{T},\text{min}}) \quad (3-75)$$

式中 $Z_{\text{T},\text{min}}$ —— 相邻变压器正序最小阻抗 (若多台变压器并列运行时, 按并联阻抗计算);

$K_{\text{b},\text{min}}$ —— 最小分支系数;

$K_{\text{rel}}^{\text{II}}$ —— 距离保护第 II 段可靠系数, 一般取 0.7。

保护动作时间及最大灵敏角的整定同上。

(3) 距离保护Ⅱ段灵敏度。

Ⅱ段保护灵敏度的计算为

$$K_{\text{sen}} = \frac{Z_{\text{op.1}}^{\text{II}}}{Z_{\text{AB}}} \geq 1.25 \quad (3-76)$$

式中 $Z_{\text{op.1}}^{\text{II}}$ ——距离保护Ⅱ段整定阻抗值；

Z_{AB} ——被保护线路的正序阻抗。

3. 相间距离保护Ⅲ段整定计算

相间距离保护第Ⅲ段应按躲过被保护线路最大事故负荷电流所对应的最小阻抗整定。

(1) 按躲过线路最大事故负荷时的最小负荷阻抗配合整定。

1) 当距离Ⅲ段为电流起动元件时，其整定值为

$$I_{\text{op}}^{\text{III}} = \frac{K_{\text{rel}}^{\text{III}} K_{\text{ss}}}{K_{\text{res}}} I_{\text{L,max}} \quad (3-77)$$

式中 $K_{\text{rel}}^{\text{III}}$ ——可靠系数，取 1.2~1.25；

K_{res} ——电流返回系数，取 0.85；

K_{ss} ——自起动系数，根据负荷性质可取 1.5~2.5；

$I_{\text{L,max}}$ ——线路最大负荷电流。

2) 当距离Ⅲ段为全阻抗起动元件时，其整定值为

$$Z_{\text{op.1}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{L,min}}}{K_{\text{rel}}^{\text{III}} K_{\text{ss}} K_{\text{res}}} \quad (3-78)$$

式中 $K_{\text{rel}}^{\text{III}}$ ——可靠系数，取 1.2~1.25；

K_{res} ——电流返回系数，取 1.15~1.25；

K_{ss} ——自起动系数，根据负荷性质可取 1.5~2.5；

$Z_{\text{L,min}}$ ——最小负荷阻抗值。

最小负荷阻抗值计算式为

$$Z_{\text{L,min}} = \frac{(0.9 \sim 0.95) U_{\text{N}}}{\sqrt{3} I_{\text{L,max}}} \quad (3-79)$$

式中 U_{N} ——额定运行线电压。

3) 当距离Ⅲ段为方向阻抗起动元件时。当距离Ⅲ段方向阻抗元件为 0° 接线方式时，Ⅲ段整定值为

$$Z_{\text{op.1}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{L,min}}}{K_{\text{rel}}^{\text{III}} K_{\text{ss}} K_{\text{re}} \cos(\varphi_{\text{K}} - \varphi_{\text{L}})} \quad (3-80)$$

式中 φ_{K} ——线路正序阻抗角；

φ_{L} ——负荷阻抗角。

(2) 按与相邻距离保护Ⅲ段配合。距离Ⅲ段按与相邻线路距离Ⅲ段相配合，动作阻抗为

$$Z_{\text{op.1}}^{\text{III}} = K_{\text{rel}}^{\text{III}} (Z_{\text{AB}} + K_{\text{b,min}} Z_{\text{op.2}}^{\text{III}}) \quad (3-81)$$

式中 $Z_{\text{op.2}}^{\text{III}}$ ——相邻线路距离Ⅲ段的动作阻抗；

$K_{\text{b,min}}$ ——（助增）分支系数，选取可能的最小值；

$K_{\text{rel}}^{\text{III}}$ ——可靠系数，一般取 0.8~0.85。

最大灵敏角

$$\varphi_{\text{sen}} = \varphi_{\text{K}}$$

式中 φ_k ——线路正序阻抗角。

距离Ⅲ段动作时间为

$$t_{\text{op},1}^{\text{III}} \geq t_{\text{op},2}^{\text{III}} + \Delta t \quad (3-82)$$

式中 $t_{\text{op},2}^{\text{III}}$ ——相邻距离保护Ⅲ段动作时间。

(3) 距离Ⅲ段的灵敏度。当作为近后备保护时

$$K_{\text{sen}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{op},1}^{\text{III}}}{Z_{\text{AB}}} \geq 1.3 \sim 1.5 \quad (3-83)$$

当作为远后备保护时

$$K_{\text{sen}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{op},1}^{\text{III}}}{Z_{\text{AB}} + K_{\text{b,max}} Z_{\text{AB}}} \geq 1.2 \quad (3-84)$$

式中 $K_{\text{b,max}}$ ——最大分支系数。

对距离Ⅲ段灵敏度的要求：

对于 110kV 线路，在考虑相邻线路相继动作后，对相邻元件后备保护灵敏度要求 $K_{\text{sen}}^{\text{III}} \geq 1.2$ ；

对于 220kV 及以上线路，对相邻元件后备保护灵敏度要求 $K_{\text{sen}}^{\text{III}} \geq 1.3$ ；若后备保护灵敏度不够时，根据电力系统的运行要求，可考虑装设近后备保护；对于相邻元件为 Y/△ 接线的变压器，当变压器低压侧发生两相短路时，按 $\frac{U_{\Delta}}{I_{\Delta}}$ 接线的阻抗继电器，其反应短路故障的能力很差，一般起不到足够的后备作用。

3.7.3 整定计算举例

【例 3-2】 网络如图 3-38 所示，已知：系统等值阻抗 $X_A = 10\Omega$ ， $X_{B,\min} = 30\Omega$ ，最大阻抗为无穷大；线路的正序阻抗 $Z_1 = 0.45\Omega/\text{km}$ ，阻抗角 $\varphi_k = 65^\circ$ ；AB 线路长 30km，BC 线路长 38km；线路上采用三段式距离保护，阻抗元件均采用方向阻抗继电器，继电器最灵敏角 $\varphi_{\text{sen}} = 65^\circ$ ；保护 B 的Ⅲ段时限为 2s；线路 AB、BC 的最大负荷电流 $I_{L,\max} = 400\text{A}$ ，负荷自起动系数为 2，负荷的功率因数 $\cos\varphi = 0.9$ ；变压器采用差动保护，变压器容量 $2 \times 15\text{MVA}$ 、电压比 110/6.6kV、电压阻抗百分数 $U_k\% = 10.5\%$ 。试求保护 A 各段动作阻抗、灵敏度及时限。

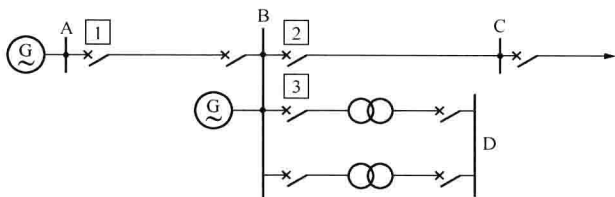


图 3-38 [例 3-2] 图

解 (1) 保护 A 第 I 段动作阻抗

$$Z_{\text{op},A}^{\text{I}} = K_{\text{rel}}^{\text{I}} Z_{\text{AB}} = 0.85 \times 0.45 \times 30 = 11.48(\Omega)$$

[注：距离保护 I 段的动作时间为瞬时动作，可靠系数的取值即为保护区长度，因此，不必计算保护区。]

(2) 保护 A 第 II 段动作阻抗。

1) 与保护 B 第 I 段配合, 则

$$Z_{\text{op.B}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}}^{\text{I}} Z_{\text{BC}}^{\text{I}} = 0.85 \times 0.45 \times 38 = 14.54(\Omega)$$

分支系数 K_{b} 最小值的情况是 $X_{\text{R max}} = \infty$ 时, 即 B 电源断开, $K_{\text{b}} = 1$ 。[注: 应考虑分支的影响]

$$Z_{\text{op.A}}^{\text{II}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} (Z_{\text{AB}} + K_{\text{b.min}} Z_{\text{op.B}}^{\text{I}}) = 0.85 \times (0.45 \times 30 + 14.54) = 23.83(\Omega)$$

2) 与变电站 B 降压变压器的速动保护配合, 则

$Z_{\text{op.A}}^{\text{II}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} (Z_{\text{AB}} + K_{\text{b.min}} Z_{\text{T.min}})$ [注: 变压器最小阻抗应计及并列运行情况, 且电压应采用主抽头电压]

$$\text{由于 } Z_{\text{T}} = 10 \times 10.5 \times 110^2 / 15 \times 10^3 = 84.7(\Omega)$$

$$Z_{\text{T.min}} = \frac{84.7}{2} = 42.35(\Omega)$$

$$\text{所以 } Z_{\text{op.A}}^{\text{II}} = 0.7 \times (0.45 \times 30 + 42.35) = 39.09(\Omega)$$

取二者较小值为动作阻抗, 即 $Z_{\text{op.A}}^{\text{II}} = 23.83(\Omega)$

$$\text{灵敏度 } K_{\text{sen}} = \frac{23.83}{0.45 \times 30} = 1.77 > 1.5 \quad \text{满足要求。}$$

保护动作时间为 $t_{\text{op}}^{\text{II}} = \Delta t = 0.5(\text{s})$ 。

(3) 保护 A 第 III 段动作阻抗

$Z_{\text{op.A}}^{\text{III}} = \frac{0.9U_{\text{N}}}{K_{\text{rel}}^{\text{III}} K_{\text{ss}} K_{\text{res}} I_{\text{L.max}} \cos(\varphi_{\text{sen}} - \varphi_{\text{L}})}$ [注: 取电压为 $0.9U_{\text{N}}$ 是考虑电压产生波动时, 输送功率不变]

$$= \frac{0.9 \times 110}{\sqrt{3} \times 1.25 \times 1.15 \times 2 \times 0.4 \cos(65^\circ - 26^\circ)} = 63.96(\Omega)$$

其中 $\varphi_{\text{L}} = \cos^{-1} 0.9 = 26^\circ$

灵敏度为

$$\text{近后备 } K_{\text{sen}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{op.I}}^{\text{III}}}{Z_{\text{AB}}} = \frac{63.96}{13.5} = 4.73 \geq 1.3 \sim 1.5$$

$$\text{远后备 } K_{\text{b}} = \frac{30 + 10 + 13.5}{30} = 1.78 \quad \text{[注: 远后备保护可不考虑相邻变压器]}$$

$$\begin{aligned} K_{\text{sen}}^{\text{III}} &= \frac{Z_{\text{op.A}}^{\text{III}}}{Z_{\text{AB}} + K_{\text{b.max}} Z_{\text{BC}}} \\ &= 63.96 / (13.5 + 1.78 \times 17.1) \\ &= 1.31 > 1.2 \quad \text{满足要求。} \end{aligned}$$

$$\text{动作时限 } t_{\text{op.A}}^{\text{III}} = t_{\text{op.B}}^{\text{III}} + \Delta t = 2 + 0.5 = 2.5(\text{s})$$

3.8 对距离保护的评价及应用范围

对距离保护的评价, 应根据继电保护的四个基本要求来评定。

1. 选择性

根据距离保护的工作原理可知,它可以在多电源复杂网络中保证有选择性动作。

2. 快速性

距离保护Ⅰ段是瞬时动作,但是只能保护线路全长的80%~85%。因此,两段加起来就有30%~40%的线路长度内的故障不能从两端瞬时切除,在一端须经0.35~0.5s的延时后,经距离Ⅱ段来切除,因此,对220kV及以上系统,根据系统稳定运行的需要,要求全长无时限切除线路任一点的短路,这时距离保护就不能作为主保护来应用。

3. 灵敏性

距离保护不但反应故障时电流增大,同时反应故障时电压降低,因此,灵敏性比电流、电压保护高。更主要的是距离保护Ⅰ段保护范围不受系统运行方式改变的影响,而其他两段保护范围受系统运行方式改变影响也较小,因此,保护范围比较稳定。

4. 可靠性

距离保护受各种因素的影响,如系统振荡、短路点的过渡电阻和电压回路断线等,因此,在保护中需采取各种防止或减少这些因素影响的措施。如需要采用复杂的阻抗继电器和较多的辅助继电器,使整套保护装置比较复杂,故可靠性相对比电流保护低。距离保护目前应用较多的是保护电网的相间短路。对于大电流接地系统中的接地故障可由简单的阶段式零序电流保护装置切除,或者采用接地距离保护,通常在35kV电网中,距离保护作为复杂网络相间短路的主保护;在110kV及以上系统中,相间短路距离保护和接地短路距离保护主要作为全线速动主保护的相间短路和接地短路的后备保护,对于不要求全线速动的高压线路,距离保护可作为线路的主保护。

本章小结

本章分析了距离保护的基本工作原理。距离保护与电流保护相比,受系统运行方式的影响较小(有分支电源时,保护区有影响)。其保护区长且稳定,在高压输电线路中被广泛应用。

由于传统距离保护(相对于微机保护而言)圆特性阻抗继电器实现比较简单,因而被广泛应用。建立圆特性阻抗继电器动作方程的基本方法是:从圆的圆心作一有向线段至测量阻抗末端,与圆的半径进行比较,若有向线段比圆半径短,则测量阻抗落在动作区内;反之,测量阻抗落在保护区外。

为了正确地反映保护安装处到短路故障点的距离,在同一点发生不同类型短路故障时,测量阻抗应与短路类型无关。遗憾的是,无论采用哪一种接线都不能满足这点要求。因此,在实用中将相间短路保护与接地短路保护分开,即采用不同的接线方式。

能区分电力系统振荡和短路故障的起动元件,具有在系统振荡条件下不动作,在正常运行状态下发生短路故障,或在振荡过程中发生短路故障都能迅速动作的优越性能。

电力系统发生振荡,将引起电压、电流大幅度的变化,将造成距离保护的误动作。电力

系统发生振荡,可以通过其他措施或装置使系统恢复同步,而不允许继电保护发生误动作,因此,必须装设振荡闭锁装置。振荡闭锁装置的工作原理是通过分析振荡与短路故障电流突变量、电气量变化速度、测量阻抗变化率以及序分量变化来实现对距离保护的闭锁。

当短路故障时,短路点存在过渡电阻或有分支电源时,将影响距离保护的正确动作。在选择阻抗继电器的动作特性时,应考虑过渡电阻的影响,在整定计算时必须考虑分支系数。

思 考 题

3-1 试说明电流三段式保护与距离三段式保护有何区别。

3-2 为了切除线路上各种类型的短路,一般配置哪几种接线方式的距离保护协同工作?

3-3 在本线路上发生金属性短路时,测量阻抗为什么能够正确反映故障的距离?

3-4 距离保护装置一般由哪几部分组成?简述各部分的作用。

3-5 试比较全阻抗继电器、方向阻抗继电器、偏移型特性阻抗继电器各特性圆参数的特点,分别写出它们的动作方程,并画出其特性圆。

3-6 试说明整定阻抗、测量阻抗、动作阻抗、短路阻抗、负荷阻抗、振荡阻抗的意义,并以方向阻抗继电器为例,说明整定阻抗、测量阻抗、动作阻抗的区别及其相互间的关系。

3-7 有一方向阻抗继电器,其整定阻抗 $Z_{\text{set}} = 8\angle 70^\circ \Omega$,若测量阻抗 $Z_m = 7.2\angle 35^\circ \Omega$,试问该继电器能否动作?为什么?

3-8 全阻抗继电器有无死区?为什么?

3-9 为什么阻抗继电器的动作特性必须是一个区域?画出常见动作区域的形状并陈述其优缺点。

3-10 解释什么是阻抗继电器的最大灵敏角,为什么通常选定线路阻抗角为最大灵敏角?

3-11 什么叫 0° 接线方式?相间短路用阻抗继电器为什么常常用 0° 接线方式?为什么不用相电压和本相电流的接线方式?能否采用 90° 接线方式?为什么?

3-12 接地短路用阻抗继电器的接线方式中,为什么要引入零序电流,而不是单纯的相电压和本相电流的接线方式?

3-13 对方向阻抗继电器来说,为什么引入非故障相电压能消除两相短路的死区,而对三相短路时不行?

3-14 在什么情况下分支系数大于1,小于1或等于1?

3-15 试说明在整定距离Ⅱ段整定值和校验距离Ⅲ段灵敏度时,如何考虑分支系数?并说明为什么?

3-16 电力系统振荡对距离保护有什么影响?应采取哪些措施来消除影响?

3-17 振荡闭锁装置是采用哪些原理实现的?它有什么特点?

3-18 什么是助增电流和汲出电流？它们对阻抗继电器的工作有什么影响？

3-19 在单侧电源线路上，过渡电阻对距离保护有什么影响？

3-20 在双侧电源的线路上，保护测量到的过渡电阻为什么会呈容性或感性？

3-21 电流互感器二次回路是否会断线？对阻抗继电器为什么不提如何防止电流互感器二次回路断线的问题，试采用 0° 接线的阻抗继电器，分析电流互感器一相断线会产生什么后果？测量阻抗会发生什么变化？

3-22 如图 3-39 所示，网络中 A 处电源电抗分别为 $X_{sA, \min} = 20\Omega$, $X_{sA, \max} = 25\Omega$ ；B 处电源电抗分别为 $X_{sB, \min} = 25\Omega$, $X_{sB, \max} = 30\Omega$ ；电源相电动势为 $E_s = 115\sqrt{3}\text{kV}$ ；AB 线路最大负荷电流为 350A，负荷功率因数为 0.9。线路电抗为 $0.4\Omega/\text{km}$ ，线路阻抗角为 70° 。归算至电源侧的变压器电抗为 $X_T = 44\Omega$ 。保护 7 的后备保护动作时间为 1.5s，保护 8 的后备保护动作时间为 0.5s。母线最小工作电压 $U_{w, \min} = 0.9U_N$ ；可靠系数分别为 $K_{\text{rel}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} = 0.8$, $K_{\text{rel}}^{\text{III}} = 0.7$ 。若线路装有三段式相间距离保护，且测量元件为方向特性阻抗继电器，问：

(1) 断路器 QF1 处各段阻抗保护动作阻抗为多少？整定阻抗又为多少？

(2) 断路器 QF1 处三段距离保护灵敏度为多少？

(3) 系统在最大运行方式下发生振荡时，哪些测量元件将会误起动？为什么？

(4) 离 QF1 为 12km 处发生带过渡电阻 $R_F = 8\Omega$ 的相间短路故障时，该保护第 II、III 段阻抗元件是否起动？为什么？

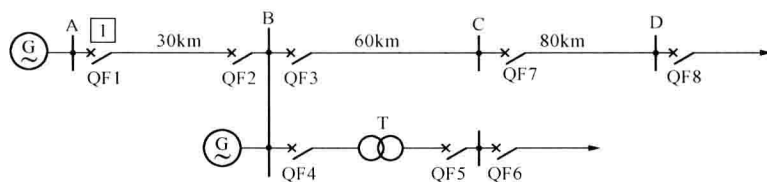


图 3-39 习题 3-22 的系统接线图

3-23 网络如图 3-40 所示，已知：线路正序阻抗 $Z_1 = 0.4\Omega/\text{km}$ ，阻抗角为 65° ，A、B 变电站装有反应相间短路的二段式距离保护，其测量元件采用方向阻抗继电器，灵敏角 $\varphi_{\text{sen}} = 65^\circ$ ，可靠系数 $K_{\text{rel}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}}^{\text{II}} = 0.8$ 。求：

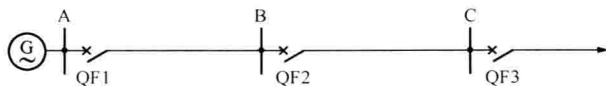


图 3-40 习题 3-23 网络接线图

(1) 当线路 AB、BC 的长度分别为 100km 和 20km 时，A 变电站保护 I、II 段的整定值，并校验灵敏度。

(2) 当线路 AB、BC 的长度分别为 20km 和 100km 时，A 变电站保护 I、II 段的整定

值，并校验灵敏度。

(3) 分析比较上述两种情况，距离保护在什么情况下使用较理想？

3-24 如图 3-41 所示网络，已知 A 电源等效阻抗为 $X_{sA, \min} = 10\Omega$ ， $X_{sA, \max} = 15\Omega$ ；B 电源等效阻抗为 $X_{sB, \min} = 15\Omega$ ， $X_{sB, \max} = 25\Omega$ ；D 电源等效阻抗为 $X_{sC, \min} = 12\Omega$ ， $X_{sC, \max} = 40\Omega$ ；AB、BC、BD 线路阻抗分别为 20、15、10 Ω 。求网络的 A 侧距离保护的最大、最小分支系数。（可靠系数取 0.8）

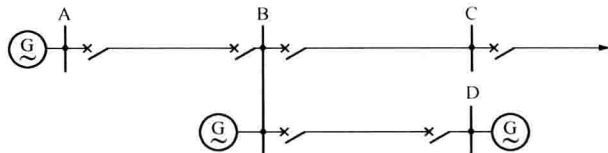


图 3-41 习题 3-24 系统接线图

3-25 如图 3-42 所示网络，已知线路正序阻抗 $Z_1 = 0.45\Omega/\text{km}$ ，在平行线路上装设距离保护作为主保护，可靠系数 I 段、II 段取 0.85，试决定距离保护 AB 线路 A 侧，BC 线路 B 侧的 I 段和 II 段动作阻抗和灵敏度。

其中：电源相间电动势为 115kV， $X_{sA, \min} = 20\Omega$ ， $X_{sA, \max} = X_{sB, \max} = 25\Omega$ ， $X_{sB, \min} = 15\Omega$ 。

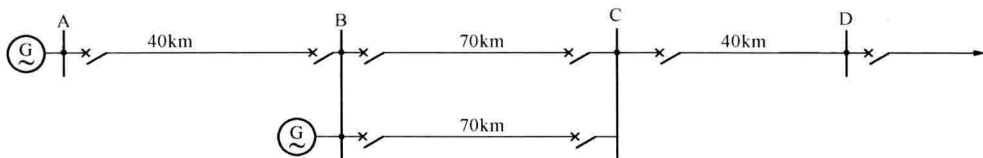


图 3-42 习题 3-25 系统接线图

3-26 网络参数如图 3-43 所示，已知：

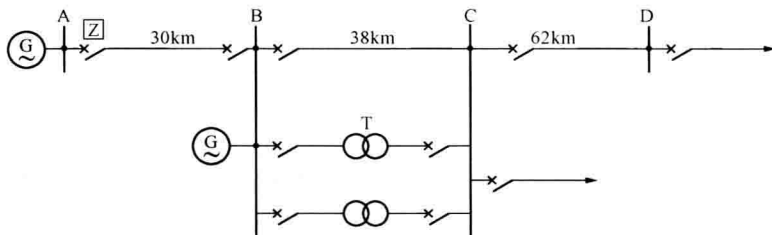


图 3-43 习题 3-26 系统接线图

(1) 网络的正序阻抗 $Z_1 = 0.45\Omega/\text{km}$ ，阻抗角 65° ；

(2) 线路上采用三段式距离保护，阻抗元件采用方向阻抗继电器，阻抗继电器最灵敏角 65° ，阻抗继电器采用 0° 接线；

(3) 线路 AB、BC 的最大负荷电流 400A，第 III 段可靠系数为 0.7， $\cos\varphi = 0.9$ ；

(4) 变压器采用差动保护，电源相间电动势为 115kV；

(5) A 电源归算至被保护线路电压等级的等效阻抗为 $X_A = 10\Omega$ ；B 电源归算至被保护线路电压等级的等效阻抗分别为 $X_{B\min} = 30\Omega$ ， $X_{B\max} = \infty$ 。

(6) 变压器容量为 $2 \times 15\text{MVA}$ ，线电压为 110/6.6， $U_k\% = 10.5$ 。

试求线路 AB 的 A 侧各段动作阻抗及灵敏度。

3-27 如图 3-44 所示网络，各线路首端均装有距离保护，线路正序阻抗 $Z_1 = 0.4\Omega/\text{km}$ 。试求 AB 线路距离保护 I、II 段动作阻抗及距离 II 段灵敏度。

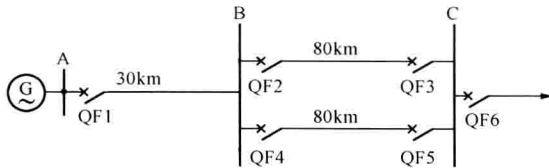


图 3-44 习题 3-27 系统接线图

3-28 如图 3-45 所示网络，已知：网络的正序阻抗 $Z_1 = 0.4\Omega/\text{km}$ ，线路阻抗角 $\varphi_k = 70^\circ$ ；A、B 变电站装有反应相间短路的两段式距离保护，其距离 I、II 段的测量元件均采用方向阻抗器和 0° 接线方式。

试计算 AB 线路距离保护各段的整定值，并分析：

(1) 在线路 AB 上距 A 侧 65km 和 75km 处发生金属性相间短路时，AB 线路距离保护各段的动作情况；

(2) 在线路 AB 上距 A 侧 40km 处发生 $R_F = 16\Omega$ 的相间弧光短路时，AB 线路距离保护各段的动作情况；

(3) 若 A 变电站的相间电压为 115kV，通过变电站的负荷功率因素为 $\cos\varphi = 0.8$ ，为使 AB 线路距离保护 II 段不误动作，最大允许输送的负荷电流为多少？

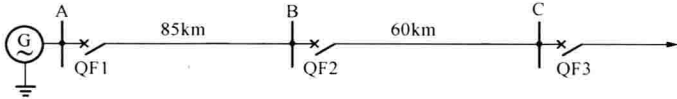


图 3-45 习题 3-28 系统接线图

3-29 如图 3-46 所示双侧电源电网，已知：线路的正序阻抗 $Z_1 = 0.4\Omega/\text{km}$ ， $\varphi_k = 75^\circ$ ；电源 M 的等值相电动势 $E_M = 115/\sqrt{3}\text{kV}$ 、阻抗 $Z_M = 20\angle 75^\circ\Omega$ ；电源 N 的等值相电动势 $E_N = 115/\sqrt{3}\text{kV}$ ，阻抗 $Z_N = 10\angle 75^\circ\Omega$ ；在变电站 M、N 装有距离保护，距离保护 I、II 段测量元件均采用方向阻抗继电器。

试求：

(1) 振荡中心位置，并在复平面坐标上画出振荡时的测量阻抗变化轨迹；

(2) 分析系统振荡时，变电站 M 侧的距离保护 I、II 段（II 段距离保护一次动作整定

阻抗 160Ω ，整定阻抗角 75°) 误动的可能性及采取的措施。

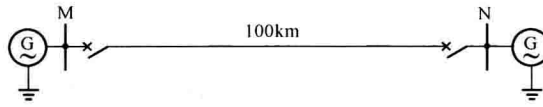


图 3-46 习题 3-29 系统接线图

3-30 求图 3-47 所示网络的 A 侧距离保护的最大、最小分支系数。

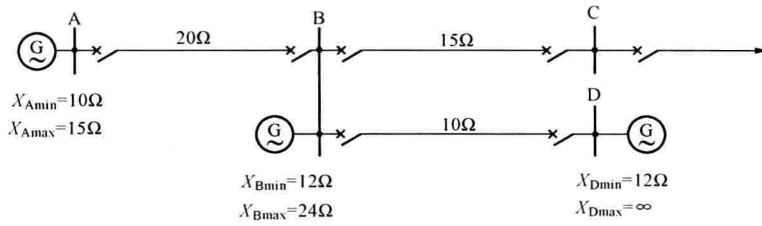


图 3-47 习题 3-30 系统接线图

第4章 输电线路的全线速动保护

输电线路的电流保护、方向电流保护和距离保护都是按阶段式配置的，只反应被保护线路一侧的电量。为了获得选择性，其瞬时切除的故障范围只能是被保护线路的一部分，即使性能较好的距离保护，在单侧电源线路上也只能保护线路全长的80%左右，在双侧电源线路上瞬时切除故障的范围大约只有线路全长的60%左右。在被保护线路其余部分发生故障时，都只能由延时保护来切除。这对于很多重要的高压输电线路是不允许的，为了电力系统的安全稳定，线路上要求设置具有无延时切除线路上任意处故障的保护装置，输电线的纵联保护就是在这种背景下产生的。因此仅反应线路一侧的电气量是不可能区分本线路末端和对侧母线（或相邻线路始端）故障的，只有反应线路两侧的电气量才可能区分上述两点故障，达到有选择性地快速切除全线故障的目的。为此需要将线路一侧电气量的信息传输到另一侧去，即在线路两侧之间发生纵向的联系，这种保护装置称为输电线的纵联保护。本章所讲述的差动保护、高频保护就是能满足线路全长快速动作要求的一类保护。

4.1 输电线路的纵联保护

所谓输电线的纵联保护，就是用某种通信通道（简称通道）将输电线两端的保护装置纵向连接起来，将各端的电气量（电流、功率的方向等）传送到对端，将两端的电气量比较，以判断故障在本线路范围内还是在线路范围之外，从而决定是否切断被保护线路。因此，理论上这种纵联保护具有绝对的选择性。

4.1.1 输电线路纵联保护的基本原理

当输电线路内部发生如图4-1所示的 k_1 点短路故障时，流经线路两侧断路器的故障电流如图中实线箭头所示，均从母线流向线路（规定电流或功率从母线流向线路为正，反之为负）。而当输电线路MN的外部发生短路时（如图4-1中的 k_2 点），流经MN侧的电流如图中的虚线箭头所示，M侧的电流为正，N侧的电流为负。利用线路内部短路时两侧电流方向同向而外部短路时两侧电流方向相反的特点，保护装置就可以通过直接或间接比较线路两侧电流（或功率）方向来区分是线路内部故障还是外部故障。即纵联保护的基本原理是：当线路内部任何地点发生故障时，线路两侧电流方向（或功率）为正，两侧的保护装置就无延时地动作于跳开两侧的断路器；当线路外部发生短路时，两侧电流或功率方向相反，保护不动作。这种保护可以实现线路全长范围内故障的无时限切除，从理论上这种保护具有绝对的选择性。

4.1.2 输电线路纵联保护的基本类型

输电线路纵联保护为了交换两侧的电气量信息，需要利用通道传输。采用的通道不同，在装置原理、结构、性能和适用范围等方面就具有很大的差别。输电线路纵联保护按照所利用通

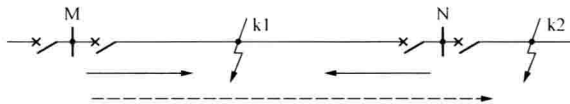


图 4-1 输电线路纵联保护的基本原理示意图

道的不同可以分为以下四种类型（通常纵联保护也按此命名）。

- (1) 输电线路纵联差动保护。
- (2) 电力线载波纵联保护（简称高频保护）。
- (3) 微波纵联保护（简称微波保护）。
- (4) 光纤纵联保护（简称光纤保护）。

下面将重点介绍输电线路纵联差动保护和高频保护。

4.2 输电线路的纵联差动保护

输电线路纵联差动保护是纵联保护中最简单的一种，又常简称为纵联保护，它就是利用辅助导线或称导引线作为通道将被保护线路一侧的电流状况与经过导引线传送过来的另一侧的电流状况进行比较，以辨别短路是发生在被保护线路的内部或是外部，从而判断保护是否应该动作。导引线所传送的电流状况可分为两大类，其中一类是传送电流的大小（瞬时值），另一类是传送电流的方向。根据传送电流的大小与方向辨别是内部短路还是外部短路的保护比较简单，目前获得十分广泛的应用。而根据传送电流的方向以辨别是内部短路还是外部短路的保护则比较复杂，目前应用较少。

4.2.1 输电线路纵联差动保护的构成

纵联差动保护的单相构成如图 4-2 所示，它要求线路两侧的电流互感器型号、变比完全相同，性能一致。辅助导引线将两侧的电流互感器二次侧按环流法连接成回路，差动电流继电器接入差动回路。

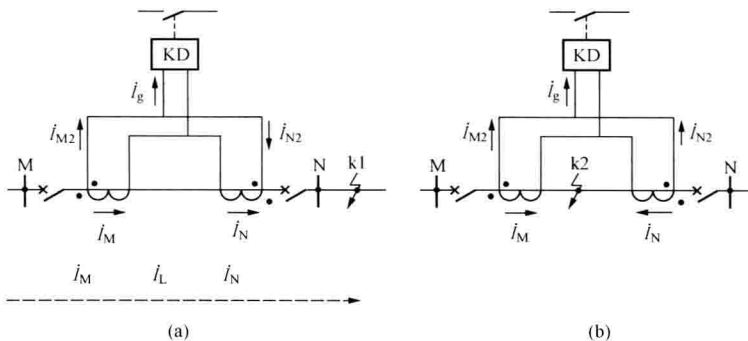


图 4-2 输电线路纵联差动保护单相原理图

(a) 正常运行和区外短路；(b) 区内短路

4.2.2 输电线路纵联差动保护的基本原理

首先以极短的线路为例，简要说明纵联保护的基本原理。如图 4-2 所示，在线路的 M 和 N 两侧装设特性和变比完全相同的电流互感器，两侧电流互感器的一次回路的正极性均

置于靠近母线的一侧，二次回路的同极性端子连接，差动继电器 KD 则并联在电流互感器的二次端子上。

在线路的两端，仍规定一次侧电流的正方向为从母线流向被保护的线路。在线路正常运行时，设线路的电流 \dot{I}_L 从 M 端流入，从 N 端流出（如图中的虚线所示），则线路两侧电流 \dot{I}_M 和 \dot{I}_N 按照规定的正方向看反向， $\dot{I}_M = -\dot{I}_N$ ，其电流互感器的二次电流为

$$\dot{I}_{M2} = \frac{\dot{I}_M - \dot{I}_{\mu M}}{n_{TA}}$$

$$\dot{I}_{N2} = \frac{\dot{I}_N - \dot{I}_{\mu N}}{n_{TA}}$$

式中 \dot{I}_{M2} 、 \dot{I}_{N2} ——两侧电流互感器的二次电流；

$\dot{I}_{\mu M}$ 、 $\dot{I}_{\mu N}$ ——两侧电流互感器的励磁电流；

n_{TA} ——两侧电流互感器的变比。

流入差动继电器（或称为差动回路）的电流为

$$\dot{I}_g = \frac{\dot{I}_M - \dot{I}_{\mu M}}{n_{TA}} + \frac{\dot{I}_N - \dot{I}_{\mu N}}{n_{TA}}$$

由于

$$\dot{I}_M = -\dot{I}_N$$

所以有

$$\dot{I}_g = \frac{-\dot{I}_{\mu M} - \dot{I}_{\mu N}}{n_{TA}} = \dot{I}_{\text{unb}} \quad (4-1)$$

式中 \dot{I}_{unb} ——不平衡电流。

当线路外部发生短路（如 k1 点）时，电流互感器一次和二次电流的方向与正常工作的情况相同，流入差动继电器的电流仍为不平衡电流，但因为此时一次侧电流为短路电流，比正常时的负荷电流大得多，所以此时的不平衡电流要大得多。

当线路内部发生短路（如 k2 点）时，两侧的电流均为正。这时 \dot{I}_{2N} 将反向（如图 4-2 中的实线所示），此时流入差动继电器的电流为

$$\dot{I}_g = \frac{\dot{I}_M - \dot{I}_{\mu M}}{n_{TA}} + \frac{\dot{I}_{1N} - \dot{I}_{\mu N}}{n_{TA}} \approx \frac{\dot{I}_k}{n_{TA}} + \dot{I}_{\text{unb}} \quad (4-2)$$

式中 \dot{I}_k ——故障点的总电流， $\dot{I}_k = \dot{I}_M + \dot{I}_N$ 。

式（4-2）说明内部短路时流入差动继电器的电流为故障点总电流的二次值，且远大于正常运行和外部短路时流入差动继电器的不平衡电流。当差动继电器为反应电流过量动作时，线路内部短路时，它就动作，即向被保护线路两侧送出跳闸信号，而正常运行和外部短路时，差动继电器不动作。

从以上分析可见，导引线纵联保护在原理上区分了线路的内部和外部故障，可无延时地切除线路两侧电流互感器之间任何地点的故障。由于在正常情况下，上述连接方式的纵联保护的二次侧电流在导引线中成环流，因此也称为环流法纵联保护。实际上图 4-2 的接线只能用于短线路、变压器、发电机和母线等作为主保护，而不适用于输电线路，因为在正常情况下，它要求沿线路敷设流过电流互感器二次电流的多根导引线，这在技术上是有很多困难

的,在经济上也是不合理的。

4.2.3 不平衡电流

1. 稳态不平衡电流

在差动保护中,由于电流互感器总是具有励磁电流,且励磁特性不完全相同。即使同一生产厂家相同型号、相同变比的电流互感器也是如此。从电流互感器 $I_2 = f(I_1)$ 的关系曲线(如图4-3所示)可看出,当一次电流较小时,电流互感器铁芯不饱和,两侧电流互感器特性曲线差别不明显。当一次电流较大时,铁芯开始饱和,于是励磁电流开始明显增大。当一次电流很大时,电流互感器铁芯达到过饱和,励磁电流便急剧增大。由于两侧电流互感器励磁特性不同,即两铁芯饱和程度不同,所以两个励磁电流剧烈上升的程度不一样,因而造成两个二次电流有较大的

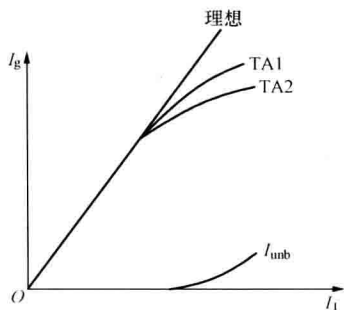


图4-3 电流互感器 $I_2 = f(I_1)$ 的特性与不平衡电流

差别。铁芯饱和程度越严重,这个差别就越大。于是差动继电器中就有电流 \dot{I}_g 流过,这个电流就称为不平衡电流 \dot{I}_{umb} 。

2. 暂态不平衡电流

由于差动保护是瞬时动作的,故应考虑短路电流的非周期分量。由于非周期分量对时间变化率远小于周期分量,故非周期分量很难变换到二次侧,但却使铁芯严重饱和,导致励磁阻抗急剧下降,励磁电流剧增,从而使二次电流的误差增大。因此暂态不平衡电流要比稳态不平衡电流大得多,并且含有很大的非周期分量。图4-4示出了外部短路时,差动继电器中暂态不平衡电流的实测波形。由图可见暂态不平衡电流的最大值是在短路开始稍后一些时间出现,这是因为一次电流出现非周期分量电流时,由于电流互感器本身有着很大的电感,铁芯中的非周期分量磁通不能突变,故铁芯最严重的饱和时刻不是出现在短路的最初时间,而是出现在短路开始稍后一些时间,从而有这样的暂态不平衡电流 \dot{I}_{umb} 波形,如图4-4(b)所示。

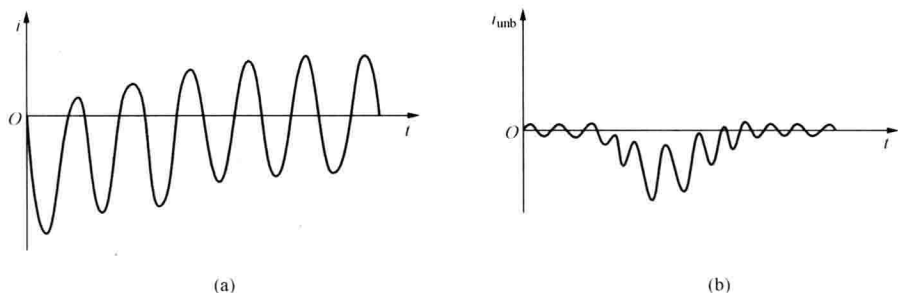


图4-4 外部短路时的不平衡电流

(a) 外部短路暂态短路电流过程; (b) 暂态不平衡电流

3. 减少不平衡电流影响的方法

正常运行或外部故障时,纵差保护中总会有不平衡电流 \dot{I}_{umb} 流过,而且在外部短路暂态

过程中, \dot{I}_{unb} 可能很大。为防止外部短路时纵差保护误动作, 应设法减少 \dot{I}_{unb} 对保护的影响, 从而提高纵差保护的灵敏度。采用带速饱和变流器或带制动特性的纵差保护, 是一种减少 \dot{I}_{unb} 影响、提高保护灵敏度的有效方法。

4.2.4 输电线纵差保护整定计算

导引线纵联保护整定计算的基本原则是, 应保证正常运行和外部短路时保护装置不动作跳闸。因此导引线纵联保护的一次动作电流按满足以下条件进行选择。

1. 躲过外部短路时的最大不平衡电流

为躲开保护范围外部短路时的最大不平衡电流, 此时差动继电器的整定电流应为

$$I_{\text{op}} = K_{\text{rel}} I_{\text{k.max}} \quad (4-3)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.3~1.5。

保护范围外部短路时的最大不平衡电流可按下式来确定

$$I_{\text{unb.max}} = K_{\text{np}} K_{\text{st}} K_{\text{err}} I_{\text{k.max}} \quad (4-4)$$

式中 K_{np} ——非周期系数, 主要考虑暂态过程中的非周期分量的影响, 当差动回路中采用速饱和中间变流器时, 取 1; 当差动回路中采用串联电阻降低不平衡电流时, 取 1.5~2;

K_{err} ——电流互感器容许的最大相对误差, 取 0.1;

K_{st} ——电流互感器的同型系数, 两侧电流互感器型号相同取 0.5, 不同型号取 1;

$I_{\text{k.max}}$ ——保护范围外部最大短路电流归算到二次侧的数值。

2. 躲过正常运行时电流互感器二次侧断线时的电流

正常运行时电流互感器二次侧断线时, 差动继电器中将流过线路负荷电流的二次值, 这时保护就不动作。此时差动继电器的整定电流应为

$$I_{\text{op}} = K_{\text{rel}} I_{\text{l.max}} \quad (4-5)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.5~1.8;

$I_{\text{l.max}}$ ——线路正常运行时和最大负荷电流归算到二次侧的数值。

应取以上两个整定值中较大的一个作为差动继电器的整定值。

保护的灵敏系数可按下式校验, 即

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{\text{k.min}}}{I_{\text{op}}} \geq 2 \quad (4-6)$$

式中 $I_{\text{k.min}}$ ——单侧电源作用且被保护线路末端短路时, 流过差动继电器的最小短路电流。

当灵敏系数不能满足要求时, 则需要采用具有制动特性的纵联保护等。但必须指出, 纵差保护只能在短线路上应用。

4.3 平行线路的横联差动保护

为了提高供电可靠性和增加供电容量, 电网常采用平行线路对重要用户供电。平行线路是指线路长度、导电材料等都相同的两条并列运行的线路, 在正常情况下, 两条线路并联运行, 只有在其中一条线路发生故障时, 另一条线路才单独运行。这就要求保护在平行线路同时运行时能有选择地切除故障线路, 保证无故障线路正常运行。

4.3.1 平行线路内部故障特点

如图4-5所示的平行线路，其故障特点在单侧电源和双侧电源时相同，现以双侧电源为例进行分析。

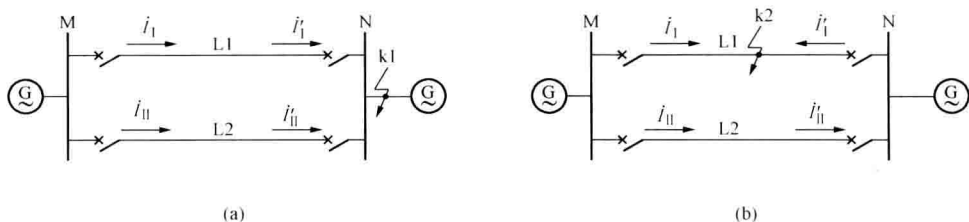


图4-5 平行线路供电网

(a) 正常运行和区外 k1 短路电流特点；(b) 线路内部 k2 短路电流特点

如图4-5 (a) 所示，正常运行和区外 k1 短路时， $\dot{I}_I - \dot{I}_{II} = 0$ (或 $\dot{I}'_I - \dot{I}'_{II} = 0$)；如图4-5 (b) 所示，线路内部 k2 短路时， $\dot{I}_I - \dot{I}_{II} \neq 0$ (或 $\dot{I}'_I - \dot{I}'_{II} \neq 0$)。并且在第一条线路 k2 短路时 $\dot{I}_I - \dot{I}_{II} \geq 0$ (或 $\dot{I}'_I - \dot{I}'_{II} \geq 0$)；第二条线路短路时 (同理得)， $\dot{I}_I - \dot{I}_{II} \leq 0$ (或 $\dot{I}'_I - \dot{I}'_{II} \leq 0$)。

由以上分析可见，电流差 $\dot{I}_I - \dot{I}_{II}$ (或 $\dot{I}'_I - \dot{I}'_{II}$) 是否为零可作为平行线路有无故障的依据，而要判断哪条线路短路，则需要电流差 $\dot{I}_I - \dot{I}_{II}$ (或 $\dot{I}'_I - \dot{I}'_{II}$) 的方向，根据这一原理去实现的差动保护称为横联差动方向保护，简称横差保护。

平行线路内部短路时，利用母线电压降低、两回线电流不等的特点，同样也可判别故障线路，如图4-5中M侧母线上电压降低，若 $I_I > I_{II}$ ，则判为L1线路上发生于短路故障；若 $I_I < I_{II}$ 时，则为L2上发生了短路故障。N侧也同样可以判出故障线路。这种比较平行双回线路电流大小的保护称为电流平衡保护。

4.3.2 横联差动方向保护平行线路内部故障特点

1. 单相横联差动方向保护构成

横联差动方向保护单相构成如图4-6所示。平行线路同侧两个电流互感器型号、变比相同，二次侧按环流法接线，电流继电器 KA1 按两回线路电流差接入作为起动元件；方向继电器 KW1、KW2 按 90° 接线方式接线作为判断元件。

2. 横差工作原理

(1) 当平行线路正常运行或区外短路时，线路同侧两回线路电流大小、相位相等，差动回路无电流。KA1 (KA2)、KP1、KP2 (KP3、KP4) 均不动作。

(2) 当平行线路内部短路，如L1中k2点短路，则 $I_I > I_{II}$ 、 $I_g > 0$ ，KA1起动，KP1起动、KP2不起动 (电流方向相反)，保护动作切除 QF1；闭锁 QF3。对侧同理有 KA2、KP3 动作切除 QF2，闭锁 QF4。同理有 L2 内短路，保护切除 QF3、QF4 而闭锁 QF1、QF2。

由以上分析得知：横联差动方向保护只在两条线路同运行时起到保护作用，而当一条线路故障时，保护切除该故障线路后为使保护不出现误动作应使横差保护退出运行，也就是说单条线路运行横差保护是不起作用的。

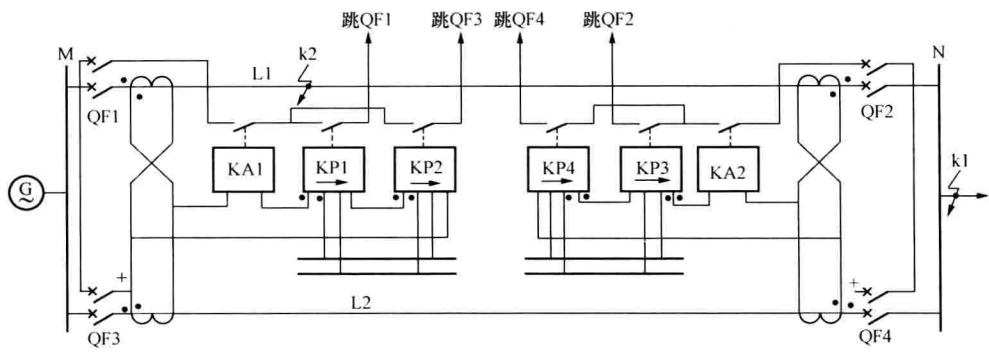


图 4-6 平行线路单相横联差动方向保护原理图

3. 横联差动方向保护的相继动作区

如图 4-7 所示，当 L1 上 k 点短路时， $I_I \approx I_{II}$ 、 $I_g \approx 0$ ，KA1 不起动，而对侧 I_I 与 I_{II} 方向相反， I_g 很大，KA2 起动并切除 QF2。当 QF2 切除后，短路电流重新分配，KA1 才会起动，切除 QF1，即 L1 两侧保护是 N 侧先动作，继之 M 侧保护为跳开 QF1 的现象，称为相继动作，这种短路点靠近母线侧区域存在的现象，称之为相继动作区。因相继动作使得保护时间加长，故要求相继动作区小于 5%。

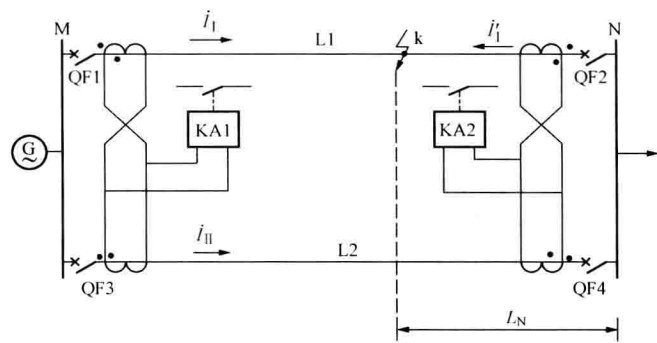


图 4-7 横联差动方向保护相继动作区示意图

4. 横联差动保护的整定

起动元件的动作值根据下列三个条件整定，取最大值。

(1) 躲过单回线路运行时的最大负荷电流。考虑到单回线路运行外部故障切除后，在最大负荷电流情况下起动元件可靠返回，则动作电流为

$$I_{op} = \frac{K_{rel}}{K_{res} n_{TA}} I_{L\max} \tag{4-7}$$

- 式中 K_{rel} ——可靠系数，取 1.2；
 K_{res} ——返回系数，其大小由保护具体类型而定；
 $I_{L\max}$ ——单回线路运行时的最大负荷电流。

(2) 躲过双回线路外部短路时流过保护的最大不平衡电流。不平衡电流由电流互感器特性不一致，双回线路参数不完全相等所引起。动作电流为

$$I_{op} = \frac{K_{rel}}{n_{TA}} I_{unb, max} = \frac{K_{rel}}{n_{TA}} (I'_{unb} + I''_{unb})$$

$$I'_{unb} = f_{er} K_{st} K_{np} \frac{I_{k, max}}{2}$$

$$I''_{unb} = \eta K_{unp} I_{k, max}$$
(4-8)

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.3~1.5;

$I_{unb, max}$ ——外部短路故障时产生的最大不平衡电流;

I'_{unb} ——由电流互感器特性不同引起的不平衡电流;

I''_{unb} ——平行线路阻抗不等引起的不平衡电流;

K_{st} ——电流互感器同型系数, 同型取 0.5, 不同型取 1;

K_{np} ——非周期分量系数, 一般电流继电器取 1.5~2; 对能躲过非周期分量的继电器取 1~1.3;

f_{er} ——电流互感器误差, 取 0.1;

η ——平行线路的正序差电流系数;

$I_{k, max}$ ——平行线路外部短路故障时流过保护的最大短路电流。

(3) 躲过在相继动作区内发生接地短路故障时, 流过本侧最大的非故障相电流, 其动作电流为

$$I_{op} = \frac{K_{rel}}{n_{TA}} I_{unF, max}$$
(4-9)

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.3;

$I_{unF, max}$ ——对侧断路器断开后流过本侧最大的非故障相电流。

4.3.3 电流平衡

电流平衡保护是横差方向保护的另一种形式, 其工作原理是比较平行线路上的电流大小, 从而有选择性地切除故障线路。但应注意, 在电源侧才能采用电流平衡保护。如图4-7所示的网络, 在 L1 线路上 k 点发生短路故障时, 由于负荷侧的短路电流大小相等, 无法实现比较, 因此不能采用电流平衡保护。

4.4 输电线路的高频保护

前面介绍的纵联差动保护虽然能保护线路全长, 且快速动作, 但它只适用于作短线路的主保护。对于高电压、大容量、长距离输电线路而言, 不能采用纵差保护。究其原因是纵联差动保护是靠辅助导线来实现线路两侧电流信息(大小、相位)比较。这对远距离线路而言, 既不可靠, 又不经济。如能解决信息靠辅助导线传递的问题, 则纵差原理的保护将会得到广泛应用。

广义高频保护就是很好解决了纵联差动保护的辅助导线问题的一类保护。随着解决方式的不同, 称谓也不一样, 即高频保护、微波保护、光纤保护等。

本节将重点介绍高频保护。目前, 这类保护被普遍地应用于我国 220~500kV 输电线路中做主保护。

4.4.1 广义高频保护的原理及构成

广义高频保护是指高频保护、微波保护和光纤保护。其工作原理是将线路两端的电流相位或功率方向转换成高频信号（高频保护信号频率为 $40 \sim 500\text{kHz}$ 、微波保护信号频率为 $300 \sim 30000\text{MHz}$ 、光纤频率高达 10^6GHz ），利用线路、空间或光纤通道传送到对侧，解调出相位或功率方向信号，比较两端电流相位或功率方向，决定保护是否动作。

1. 高频保护构成

如图 4-8 所示，高频保护由继电部分、高频收发信机部分及通道三部分构成。继电部分的作用：一是将本侧的相关电气量传送到发信机；二是将收信机收到并解调后的电气量信号进行比较，决定保护是否动作。发信机将本侧相关电气量转换成高频信号发送到对侧，收信机是将收到的对侧高频信号解调出电气量信号送给继电部分。通道的作用是传递高频信号。

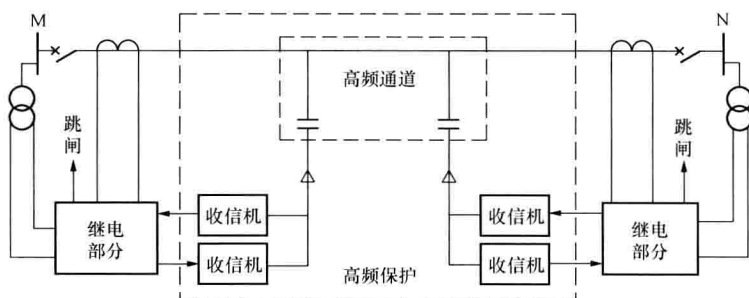


图 4-8 高频保护构成框图

2. 微波保护构成

如图 4-9 所示，各部分作用与高频保护相同。只是传送的信号频率更高，通道为空间，因微波直线传递，因地原因长距离需设中继站。微波通道的特点是通信容量大、可靠性高、运行检修独立。但技术复杂、投资大。其中收、发信机包括微波和载波收发信机。

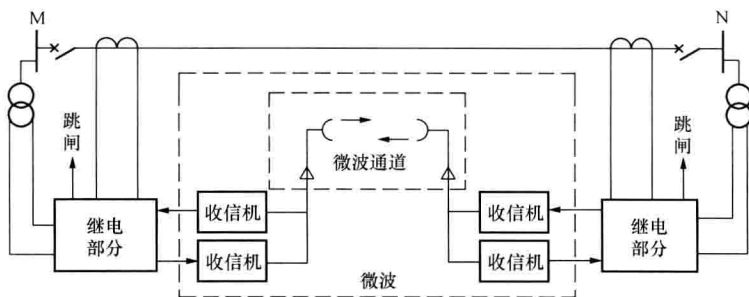


图 4-9 微波保护构成框图

3. 光纤保护构成

如图 4-10 所示，光电转换部分是将频率较高的信号转换成频率更高的光波信号，以便于光纤传递，其他部分作用与高频保护相同。光纤通道的特点是：通信容量更大、可靠性也高、运行检修独立。但技术复杂且成本很高，保护一般为租用通信光纤一个通道。

因三者原理与纵联差动基本相同，保护范围也是线路全长，只不过信号的处理较复杂，

故只适用于用作高电压、大容量、远距离输电线路的主保护。

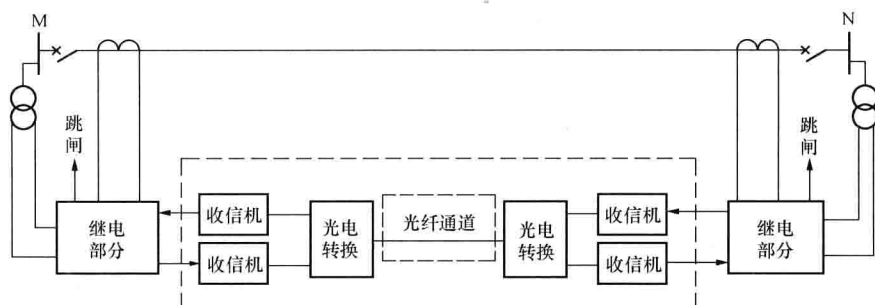


图 4-10 光纤保护构成框图

4.4.2 高频保护

1. 输电线路高频通道的构成

输电线路用来作为载波通道时，必须在输电线路路上装设专用的加工设备，将同时在输电线路上传送的工频和高频电流分开，并将高频收、发信机与高压设备隔离，以保证二次设备和人身的安全。高频收、发信机通过结合电容器接入输电线路的方式主要有两种：一种连接方式是高频收、发信机通过结合电容器连接在输电线路两相导线之间，称为“相—相”制；另一种连接方式是高频收、发信机通过结合电容器连接在输电线一相导线与大地之间，称为“相—地”制。“相—相”制高频通道的衰耗小，但所需加工设备多，投资大；“相—地”制高频通道传输效率低，但所需加工设备少，投资较小。目前，国内外一般都采用“相—地”制高频通道。

“相—地”制高频通道原理接线如图 4-11 所示，高频加工设备由高频阻波器、耦合电容器、连接滤波器、高频电缆等组成，主要元件作用如下所述。

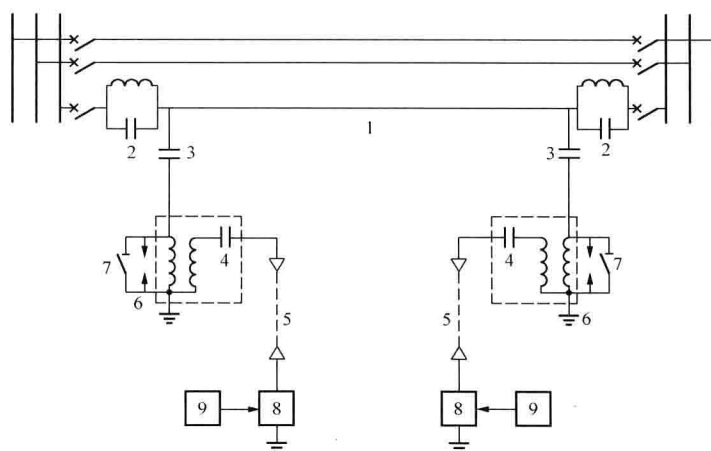


图 4-11 “相—地”制高频通道原理接线图

1—输电线路；2—高频阻波器；3—耦合电容器；4—连接滤波器；5—高频电缆；
6—保护间隙；7—接地开关；8、9—高频收、发信机

（1）高频阻波器。高频阻波器是由电感和电容组成的 50Hz 并联谐振回路，串接在输电线路的工作相中，它对工频的阻抗很小，一般小于 0.04Ω ；而对高频载波电流具有很高阻抗，

其值约大于 1000Ω ，这样高频信号就被限制在被保护线路的范围以内，而不能穿越到相邻线路上去，以免产生不必要的损耗和造成对其他高频通道的干扰。

(2) 耦合电容器。耦合电容器与连接滤波器共同配合，将载波信号传递至输电线路，同时使高频收发信机与工频高压线路绝缘。由于耦合电容器对于工频电流呈现极大的阻抗，故由它所导致的工频泄漏电流极小。

(3) 连接滤波器。连接滤波器由一个可调节的空心变压器及连接至高频电缆一侧的电容器组成。

连接滤波器和耦合电容器构成一个带通滤波器，连接于高压输电线路与高频电缆之间。当在其带通范围内的高频信号通过时，所产生的损耗应为最小，高频信号能高效率地通过，当工频电流通过时，则产生的损耗应尽可能地大，从而能使工频电流截止。同时，带通滤波器能进行阻抗匹配，对“相一地”制方式，输电线路侧的波阻抗约为 400Ω ，高频电缆侧的波阻抗约为 100Ω 。这样，就可以避免高频信号的电磁波在传送过程中发生反射，因而减小高频信号的附加损耗。

并联在连接滤波器两侧的接地开关，是当调整或检修高频收、发信机和连接滤波器时，用它来进行安全接地，以保证人身和设备的安全。

(4) 高频电缆。高频电缆是将位于主控制室的高频收、发信机与户外变电站的带通滤波器连接起来的导线，以使用最小的损耗传送高频信号。从主控制室到户外变电站这段距离，虽然高频电缆只有几百米，但因其所传送的信号频率很高，如果采用普通电缆，衰减很大，因此多采用单芯式同轴电缆。其波阻抗约为 100Ω 。

(5) 保护间隙。保护间隙是高频通道的辅助设备，作为过电压保护用，当线路上遭受雷击产生过电压时，通过放电间隙击穿接地，以保护收、发信机不致被击毁。

(6) 高频收、发信机。发信机部分由继电保护来控制，通常是在电力系统发生故障时，保护部分起动之后它才发出信号，但也有采用长期发信方式的。由发信机发出的高频信号，通过高频通道输送到对端收信机接收，也可以被自己一端收信机接收。高频收信机接收到本端和对端所发送的高频信号后，经过比较和判断后，决定继电保护动作跳闸或闭锁。

高频收、发信机有电子管型、晶体管型和集成电路型等。

2. 高频信号与高频电流的关系

(1) 故障起动发信方式。电力系统正常运行时收发信机不发信，通道中无高频电流。当电力系统故障时，起动元件起动收发信机发信。因此，对故障起动发信方式而言，高频电流代表高频信号，如图 4-12 (a) 所示。这种方式的优点是对邻近通道的影响小，可以延长收、发信机的寿命；缺点是必须有起动元件，且需要定时检查通道是否良好。

(2) 长期发信方式。电力系统正常运行时，收、发信机连续发信，高频电流持续存在，用于监视通道是否完好。而高频电流的消失代表有高频信号，如图 4-12 (b) 所示。这种方式的优点是通道的工作状态受到监视，可靠性高。缺点是增大了通道间的干扰，并降低了收发信机的使用年限。

(3) 移频发信方式。电力系统正常运行时，收、发信机发出频率为 f_1 的高频电流，用于监视通道。当电力系统故障时，收发信机发出频率为 f_2 的高频电流，频率为 f_2 的高频电流代表高频信号，如图 4-12 (c) 所示。这种方式的优点是提高了通道工作可靠性，加强了保护的抗干扰能力。

目前，我国电力系统高频保护装置多数采用故障起动发信方式。一般认为存在高频电流就存在高频信号。

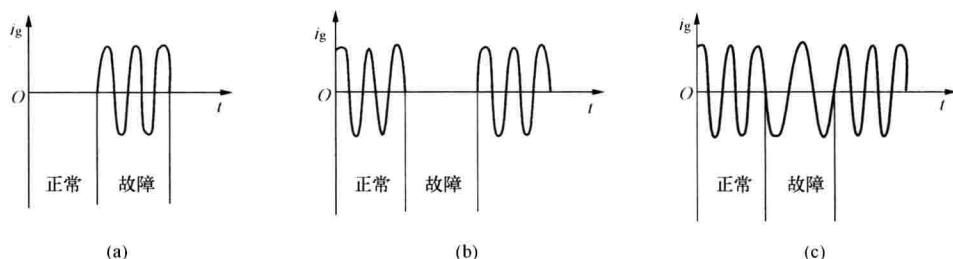


图 4-12 高频信号的发信方式

(a) 故障起动发信; (b) 长期发信; (c) 移频发信

3. 高频信号的作用

在以上工作方式中, 以其传送的信号性质为准, 又可以分为传送闭锁信号、允许信号和跳闸信号三种类型, 如图 4-13 所示。

需要注意的是, 应该将“高频信号”与“高频电流”两个概念区分开来。所谓高频信号是指线路一端的高频保护在故障时向线路另一端的高频保护所发出的信息。因此, 在经常无高频电流 (故障时发信方式) 的通道中, 故障时发出高频电流的出现就是一种信号, 但在经常有高频电流 (长期发信方式) 的通道中, 当故障时将高频电流停止或改变其频率也是代表一种信号。

(1) 跳闸信号。高频信号与继电保护 (图中用 P 表示) 来的信号具有“或”逻辑关系, 如图 4-13 (a) 所示。因此有高频信号时, 高频保护就发跳闸命令。高频信号是保护跳闸的充分条件。

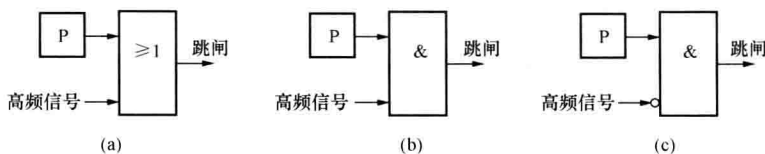


图 4-13 高频信号的作用

(a) 跳闸信号; (b) 允许信号; (c) 闭锁信号

(2) 允许信号。高频信号与继电保护来的信号具有“与”逻辑关系, 如图 4-13 (b) 所示。只有当高频信号、继电保护信号同时存在时, 高频保护才能发跳闸命令。因此, 高频信号是保护跳闸的必要条件。

(3) 闭锁信号。闭锁信号存在时, 不论继电保护状态如何, 高频保护均不能发跳闸命令。当高频闭锁信号消失后继电保护有信号到来, 高频保护才能发跳闸令, 如图 4-13 (c) 所示。因此, 高频闭锁信号消失是继电保护跳闸的必要条件。

目前, 国内高频保护装置多采用闭锁信号。因为: ①本线路发生三相短路时, 高频通道出现阻塞。对于闭锁信号, 高频信号的消失是保护跳闸的必要条件, 因此不必考虑信号阻塞问题。而允许信号或跳闸信号是保护跳闸的必要或充分条件, 必须通过故障点将信号传至对侧, 因此必须解决高频通道阻塞时信号的传输问题。显然闭锁信号的通道可靠性较高; ②闭锁信号抗干扰能力强。因为收到高频信号保护被闭锁, 因此干扰信号不会造成保护误动作。

4. 高频信号的比较方式

如果按照高频信号的比较方式,高频信号还可分为间接比较方式和直接比较方式两种。所谓间接比较方式是指,高频信号仅将本侧交流继电器对故障的判断结果传送到对侧去,线路两侧保护根据两侧交流继电器对故障判断的结果作出最终判断。所以高频信号间接代表交流电气量,可以简单地用高频电流的有或无来代表逻辑信号的“是”或“非”。这种方式对通道要求简单,被广泛采用。

所谓直接比较方式是指,高频信号直接将两侧交流电气量传送到对侧,在两侧保护的继电器中直接比较两侧的交流电气量,然后作出故障判断。由于这种比较方式要传送交流量,比较复杂,在实际使用的高频保护中一般只传送代表电流相位的高频信号。

5. 高频保护的类型

根据高频信号的利用方式一般将常用的高频保护分为以下四种。

- (1) 高频闭锁方向保护(间接比较式闭锁信号)。
- (2) 高频闭锁距离保护(间接比较式闭锁信号)。
- (3) 相差高频保护(直接比较式闭锁信号和允许信号)。
- (4) 高频远方跳闸保护(间接比较式跳闸信号)。

目前,高频闭锁方向保护、高频闭锁距离保护原理等广泛用于高压或超高压线路的常用与微机成套线路保护装置中,作为线路的主保护。

4.4.3 高频闭锁方向保护

高频保护因其优异的性能,特别是选择性好、动作速度快,故而成为世界各国高压或超高压电网的主保护,其内容涉及电子和通信技术。限于篇幅,在此只简明扼要地介绍目前我国应用较多的高频闭锁方向保护和相差高频保护。

高频闭锁方向保护是线路两侧的方向元件分别对短路的方向作出判断,并利用高频信号作出综合判断,进而决定是否跳闸的一种保护。目前,国内广泛应用的高频闭锁方向保护采用故障起动发信方式,并规定线路两端功率由母线指向线路为正方向,由线路指向母线为反方向。

以图4-14(a)所示的故障情况来说明保护装置的工作原理。图4-14(b)中起动元件若采用非方向性起动元件,则故障时在起动元件灵敏度范围内均能可靠起动发信及起动保护。功率方向元件用于判断短路功率方向,正方向时有输出,使高频收、发信机停信,反向时无输出,高频收、发信机继续发信。

电力系统正常运行时,起动元件不起动,高频收、发信机不发信,保护跳闸回路不开放。当BC线路故障时,线路AB、BC上的高频保护均分别起动发信。对于线路AB,A侧保护1的方向元件判断故障为正方向,与门有输出,经 t_2 延时后KT2有输出,使本侧高频收、发信机停信,另一方面经禁止门2准备出口跳闸。但是,B侧保护2的方向元件判断故障为反方向,与门无输出,高频收、发信机连续发出高频信号,闭锁本侧保护。同时保护1的收信机连续收到保护2的高频信号,保护1的收信机有连续输出,“禁止门2”关闭,保护1不能出口跳闸。对于线路BC,保护3、4的功率方向元件判断故障为正方向,因此,两侧的收、发信机均停信“禁止门2”开放,两侧保护分别动作于出口跳闸。

记忆元件KT1的作用是防止外部故障切除后,近故障点侧的保护起动元件先返回停止发信,而远故障点侧的起动元件和功率方向元件后返回,造成保护误动作跳闸。KT1时间

应大于一侧的起动元件返回时间与另一侧起动元件与功率方向元件返回时间之差。

延时元件 KT2 的作用是等待对侧高频信号的到来,防止区外故障造成保护的误动作。在具有远方起动发信的高频闭锁保护中,延时时间就在于高频信号在线路上的往返传输时间及对侧发信机的发信时间之和,一般取 10ms。

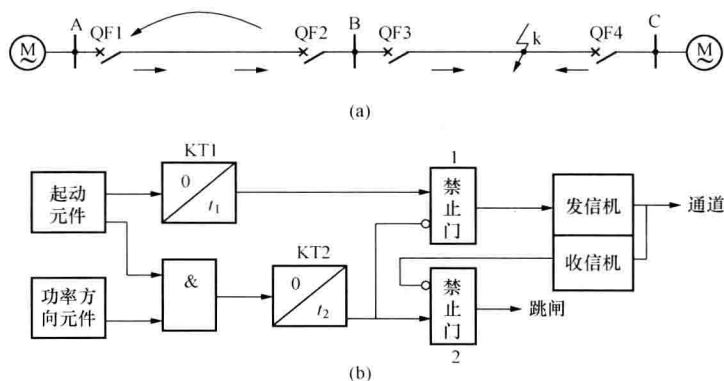


图 4-14 高频闭锁方向保护原理方框图

(a) 接线示意图; (b) 保护框图

4.4.4 相差高频保护

相差高频保护的基本工作原理是比较被保护线路两侧电流的相位,即利用高频信号将电流的相位传送到对侧去进行比较,这种保护称为相差高频保护。

首先假设线路两侧的电动势同相,系统中各元件的阻抗相同(实际上它们是有差别的,其详细情况在此不作分析)。在此仍采用电流规定为正方向是从母线流向线路为正,从线路流向母线为负。因此,装于线路两侧的电流互感器的极性如图 4-15 (a) 所示。这样,当被保护范围内部 k1 点故障时,两侧电流皆从母线流向线路,其方向为正且相位相同,如图 4-15 (b) 所示。当被保护线路外部 k2 点故障时,两侧电流相位差为 180° ,如图 4-15 (c) 所示。为实现两侧电流的相位比较,必须把线路对端的电流用高频信号传送到本端且能代表原工频电流的相位,以此才能构成比相系统,由比相系统输出比较结果;若两侧电流相位差是 0° 或接近于 0° 时,保护判断为被保护范围内部故障,应瞬时动作切除故障;若两侧电流相位差为 180° 或接近于 180° 时,保护判断为外部故障,应可靠地拒动。

为了满足以上要求,采用高频通道经常无电流,而在外部故障时发出闭锁信号的方式来构成保护。实际上,可以做成当短路电流为正半周时,使它操作高频发信机发出高频信号,而在负半周时则不发出信号,如此不断地交替进行。

当被保护范围内部故障时,由于两侧发出高频信号,也同时停止发信。这样两侧收信机

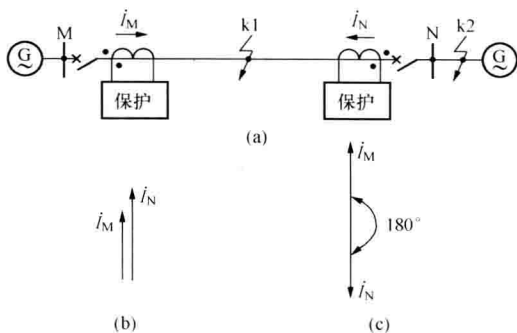


图 4-15 相差高频保护工作原理说明

(a) 接线示意图; (b) 内部故障相位; (c) 外部故障相位

收到的高频信号是间断的，即正半周有高频信号，负半周无高频信号，如图 4-16 (a) 所示。

当被保护范围外部故障时，由于两侧电流相位相差 180° ，线路两侧的发信机交替工作，收信机收到的高频信号是连续的高频信号。由于信号在传输过程中幅值有损耗，因此送到对侧的信号幅值就要小一些，如图 4-16 (b) 所示。

由以上的分析可见，相位比较实际上是通过收信机所收到的高频信号来进行的。在被保护范围内部发生故障时，两侧收信机收到的高频信号重叠约 10ms，于是保护瞬时动作，立即跳闸。即使内部故障时高频通道被破坏，不能传送高频信号，但收信机仍能收到本侧发信机发出的间断高频信号，因而不会影响保护跳闸。在被保护范围外部故障时，两侧的发信机收到的高频信号是连续的，线路两侧的高频信号互为闭锁，使两侧保护不能跳闸。

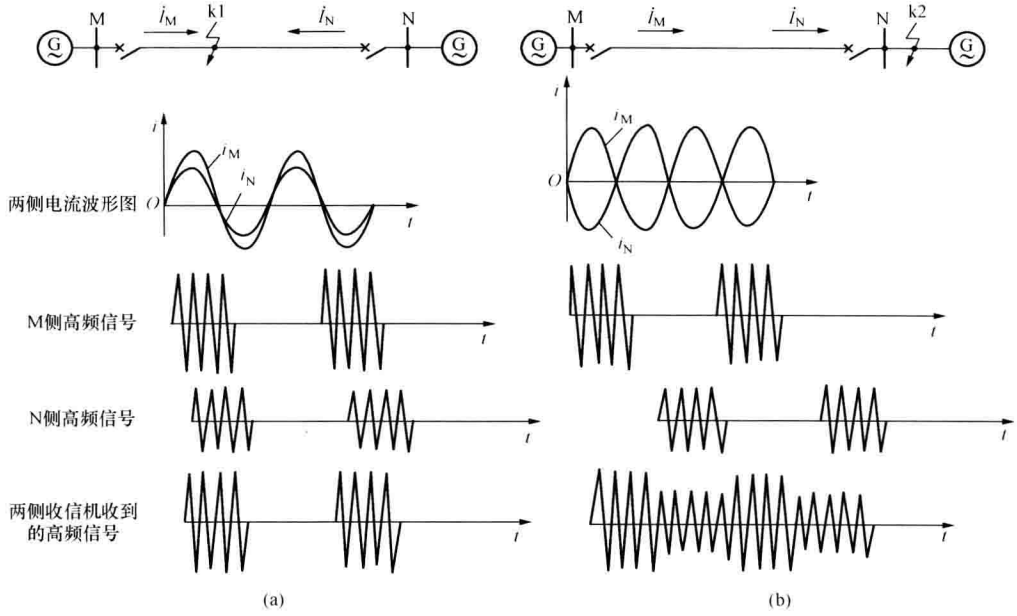


图 4-16 相差高频保护工作情况说明图
(a) 内部故障；(b) 外部故障

本章小结

输电线路纵联差动保护是比较被保护线路两侧电流的大小和相位，保护范围为线路全长，且动作具有选择性。但是，这种保护只能在短线路上采用。显然为了提高保护的灵敏度，两侧电流互感器必须采用同型号、同变比。

横联差动保护既可以用在电源侧，也可以用在负荷侧。其原理是比较同侧两回路电流的大小及相位而实现的一种保护。

电流平衡保护是比较两回路电流的大小，决定保护动作与否，因此，只能在电源侧才能应用。

高频保护是利用输电线路本身,作为高频信号的通道。高频闭锁方向保护是比较线路两侧功率方向,两侧均为正方向时保护动作;有一侧为反方向时,闭锁。

相差高频保护是比较线路两侧电流的相位,相位相近时保护动作;反相时保护闭锁。

思 考 题

4-1 简述输电线路纵差保护的基本工作原理,纵联保护与阶段式保护的根本区别是什么?输电线路纵差保护的特点是什么?

4-2 试画出纵联保护在被保护线路外部、内部发生短路故障时的电流分布图,并说明其工作原理。

4-3 试述线路纵差动保护不平衡电流产生的原因及消除其对保护影响的方法。

4-4 简述横联方向差动保护的基本工作原理。保护装置的操作电源为何要由合闸位置继电器来闭锁?

4-5 何谓横联方向差动保护的“相继动作”及“相继动作区”?相继动作区的存在有何不利影响?

4-6 纵联差动保护中不平衡电流产生的原因是什么?为什么纵差保护需考虑暂态过程中的不平衡电流?暂态过程中不平衡电流有哪些特点?它对保护装置有什么影响?

4-7 绘图说明横联方向差动保护的构成和工作原理。为什么要采用直流操作电源闭锁接线?为什么采用了直流操作电源闭锁后,保护的動作电流还需考虑躲过单回线运行时的最大负荷电流?

4-8 试述电流平衡保护的工作原理。为什么在单侧电源平行线路的受电端不能采用电流平衡保护?在电流平衡保护中已有电压制动部分,为什么还要采用直流操作电源闭锁?

4-9 常用的高频保护有哪几种?试述它们的工作原理。

4-10 “高频信号”与“高频电流”两个概念应如何区分?

4-11 何谓闭锁信号、允许信号和跳闸信号?采用闭锁信号有何优点和缺点?

4-12 试分析高频闭锁方向保护在保护线路内部和外部短路时的工作情况。

第5章 线路保护配置原则与实例

5.1 线路保护配置原则

5.1.1 电网继电保护的选择原则

首先应满足继电保护的四项基本要求，即选择性、速动性、灵敏性、可靠性。然后，根据各类保护的工作原理、性能并结合电网的电压等级、网络结构及接线方式等特点进行选择，使它们能有机地配合起来，构成完善的电网保护。如果电网保护选择不合理，该动作时不动作，不该动作时它动作了，就要扩大事故停电范围，严重时甚至引起系统运行紊乱，这不仅破坏电力系统的安全稳定运行，而且影响到国民经济有关部门的安全生产。因此，合理的选择保护方案、正确的整定计算和拟定接线方式对系统的安全运行，对用户的连续供电起着十分重要的作用。

当选择具体电网的继电保护装置时，在满足保护四项基本要求的前提下，应力求采用简单的保护装置。只有在采用简单的保护不能满足要求时，才考虑采用较为复杂的保护。因为，复杂的保护不仅价格昂贵，运行、维护和调试复杂，而且更主要的是复杂保护所需元件多、接线复杂，这就增加了保护装置本身故障的几率，从而降低了可靠性。运行经验证明，保护装置越简单，可靠性越高。随着现代化科学技术的不断发展，复杂保护装置的事故可靠性也会日益提高，从而满足系统运行的需要。

以尽可能短的时限切除故障，对维持系统的稳定运行具有重要的意义。因此，广泛地采用了瞬时电流或电压速断保护、差动保护、距离保护和高频保护等快速保护装置。选择保护装置的动作时间，应考虑被保护元件的需要以及它在电力系统中的地位，同时还要考虑它与相邻元件保护的特性相配合。保护装置的动作时间必须小于系统运行中所提出的容许切除时间。同时，又必须大于线路避雷器的放电时间。

保护装置的动作应有选择性，应保证只切除距离故障点最近的断路器，将停电范围控制在最小范围。为此，保护装置在整定值上要与相邻元件保护的整定参数（如动作电流、动作时限等）相配合；同时，能够作为相邻被保护元件的后备保护。对于两端供电或结构更复杂的线路，为保证其动作的选择性，常采用具有方向性的保护装置，如功率方向、方向阻抗等元件构成的保护装置或高频保护装置等。

保护装置的灵敏度，必须满足 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的规定。当简单的保护不能满足灵敏度的要求时，就必须采用具有更高灵敏度的保护。

各电压等级的电网保护方式，在《继电保护和安全自动装置技术规程》中已作了原则的规定。因此，在选择电网保护方案时，应以规程为依据，并结合电网的具体情况全面地予以考虑。

5.1.2 电网继电保护选择的一般规定

1. 主保护、后备保护和辅助保护配置

电力系统中的电力设备和线路，都应装设反应短路故障和不正常（异常）运行状态的保

护装置。根据保护装置作用的不同,保护装置可分为主保护、后备保护和辅助保护。电力系统中的每一个被保护元件都应该设置主保护和后备保护;必要时可再增设辅助保护。

主保护是指能以最短的时限,有选择性地切除被保护设备和全线路故障的保护。它既能满足系统稳定运行及设备安全要求,也能保证系统中其他非故障部分的继续运行。如三段式电流保护的Ⅰ段和Ⅱ段、距离保护的Ⅰ段和Ⅱ段、高频保护、差动保护等。

后备保护是指主保护或断路器拒绝动作时,用以切除故障的保护装置。如电流保护的第Ⅲ段、距离保护的第Ⅲ段等。后备保护不仅可以对本线路或设备的主保护起后备作用,而且对相邻线路也可以起后备作用。因此,后备保护又可分为远后备和近后备两种方式。

远后备是指本元件的主保护或断路器拒绝动作时,由相邻电力设备或线路的保护实现后备。当采用远后备方式时,变压器或电抗器后面发生短路,由于短路电流水平低,而且对电网不造成影响以及在电流助增作用很大的相邻线路上发生短路等情况下,如果为了满足相邻保护区末端短路时的灵敏性要求,将使保护过分复杂或在技术上难以实现时,可以缩小后备保护作用的范围。这种由一套保护来担负着本线路的主保护和相邻线路的后备保护,其突出优点是简单;实现后备的性能完善。因此,在35~66kV的电网中获得了广泛使用。

近后备是指主保护拒绝动作时,由本设备或线路的另一套保护实现的后备;当断路器拒绝动作时,可由该元件的保护或由断路器失灵保护断开同一变电站中所有有电源元件的断路器,借以切除故障。

显然,实现近后备保护就必须在被保护元件上装设两套保护,这就增加了设备投资和使保护的接线复杂化。所以,只有在远后备不能满足系统要求时,才考虑采用近后备方式。通常实现近后备的方法有两种,其一,是在重要的系统联络线上,采用两套工作原理完全相同的保护;其二,是采用动作原理不同的保护作近后备保护。如主保护是高频保护,而后备保护采用距离保护或零序保护等。采用近后备时,对于断路器拒绝动作时,应视断路器拒动的可能性和由断路器拒动后产生后果的严重程度,确定是否应装设失灵保护。

辅助保护,是为补充主保护和后备保护的不足而增设的简单保护,例如电流速断通常就可以作为这类性质的保护。

异常运行保护,是反应被保护电力设备或线路异常运行状态的保护,例如过负荷保护,水轮发电机和大型汽轮发电机过电压保护等。

总之,为减少使用的保护套数和简化保护的接线,在能满足系统的后备要求时,力求使主保护和后备保护合并于一套保护装置之中。例如用电流、电流方向和距离保护作为主保护时,就能达到这一目的。而当采用所有纵差动原理的保护时或远后备保护不能满足系统要求时,则必须有单独的一套后备保护。

2. 在保护配置时应考虑的特殊情况及处理方法

(1) 如由于短路电流衰减、系统振荡和电弧电阻的影响,可能使带时限的保护拒绝动作时,应根据具体情况,设置按短路电流或阻抗初始值动作的瞬时测定回路或采取其他措施。但无论采用哪种措施,都不应引起保护误动作。

(2) 电力设备或电力网的保护装置,除预先规定的以外,都不允许因系统振荡引起误动作。

(3) 保护用电流互感器(包括中间电流互感器)的稳态比误差不应大于10%,必要时还应考虑暂态误差。对35kV及以下电力网,当技术上难以满足要求,且不致使保护不正确

动作时,才允许较大的误差。

原则上,保护装置与测量仪表不共用电流互感器的二次绕组。当必须共用一组二次绕组时,则仪表回路应通过中间电流互感器或试验部件连接,当采用中间电流互感器时,其二次开路情况下,保护用电流互感器的比误差仍应不大于10%。

(4) 在电力系统正常运行情况下,当电压互感器二次回路断线或其他故障能使保护误动作时,应装设断线闭锁或采取其他措施,将保护装置解除工作并发出信号,当保护不致误动作时,应设有电压回路断线信号。

(5) 为了分析和统计继电保护工作情况,保护装置设置指示信号,并应符合下列要求。

- 1) 在直流电压消失时不自动复归,或在直流电源恢复时,仍能重现原来的动作状态。
- 2) 能分别显示各保护装置的动作情况。
- 3) 在由若干部分组成的保护装置中,能分别显示各部分及各段的动作情况。
- 4) 对复杂的保护装置,宜设置反应装置内部异常的信号。
- 5) 用于起动顺序记录或微机监控的信号触点,应为瞬时重复动作触点。
- 6) 宜在保护出口至断路器跳闸的回路内,装设信号指示装置。

(6) 为了便于分别校验保护装置和提高其可靠性,主保护和后备保护宜做到回路彼此独立。

(7) 采用静态保护装置时,对工作环境、电缆、直流电源和二次回路,应采取相应的措施,以满足静态保护装置的特殊技术要求。

(8) 当采用蓄电池组作直流电源时,由浮充电设备引起的波纹系数应不大于5%,放电末期直流母线电压下限不低于额定电压的85%,充电后期直流母线电压上限不高于额定电压的115%。

当采用交流整流电源作为保护用直流电源时,应符合下列要求。

在最大负荷情况下保护动作时,直流母线电压不应低于额定电压的80%,最高不应超过额定电压的115%。应采取限幅稳定(电压波动不大于 $\pm 5\%$)和滤波(纹波系数不大于5%)措施。

如采用复式整流,则应保证各种运行方式下,在不同故障点和不同相别短路时,保护与断路器均能可靠动作跳闸;电流互感器的最大输出功率应满足直流回路最大负荷需要。

对采用电容储能电源的变电站和水电厂,其电力设备和线路除应具有可靠的远后备保护外,还应在失去交流电源情况下,有几套保护同时动作时,保证保护与有关断路器均能可靠动作跳闸。同一厂(站)的电源储能电容的组数应与保护的级数相适应。

当自动重合闸装置动作时,如重合于永久性故障,应能可靠跳闸。

(9) 继电器和继电保护装置的直流工作电压,上限不高于额定电压的110%,下限不低于额定电压的80%。

(10) 采用交流操作的保护装置时,短路保护可由被保护电力设备或线路的电流互感器取得操作电源,变压器的气体保护、中性点非直接接地电力网的接地保护和自动低频减载等,可由电压互感器或变电站(或水电厂)所用变压器取得操作电源。必要时,可增加电容储能电源作为跳闸的后备电源。

5.1.3 3~10kV 中性点非直接接地电力网中的线路保护

3~10kV 中性点非直接接地电力网中的线路,应装设反应相间故障和单相接地故障的

保护装置。相间故障的保护装置由电流继电器构成，应接于两相电流互感器上，并在同一电网的所有线路上均接于相同的两相上，通常都是接到 A、C 两相，以保证在大部分两点接地故障时，只切除一个故障点。根据灵敏度是否能够满足要求，保护装置可以用一个继电器或两个继电器构成。后备保护和主保护合为一套保护装置，采用远后备方式。

1. 单侧电源供电的线路

对于单侧电源供电的线路，反应相间故障的保护装置应仅装在电源侧。可装设两段过电流保护，第一段为不带时限的电流速断保护；第二段为带时限的过电流保护。可采用定时限或反时限特性的电流继电器。

对于带电抗器的线路，如其断路器不能切断电抗器前的短路，由于断路器遮断容量的限制，不应装设电流速断保护，而应由母线保护或其他保护切除电抗器前的故障。一般在电抗器后短路时，母线的残余电压很高，能够保证系统非故障部分的连续运行。所以，采用简单的过电流保护就可以满足要求。自发电厂母线引出的单侧供电的不带电抗器的线路，则应装设无时限的电流速断装置。其保护范围，应按切除所有使该发电厂母线残余电压低于 50%~60% 额定电压的短路来考虑。为满足这一要求，必要时允许保护无选择性动作，并以自动重合闸或备用电源自动投入装置来全部或部分地校正保护装置的无选择性动作。当故障元件的保护装置或断路器拒绝动作时，则上一级元件的保护应起后备作用。

2. 双侧电源线路

对于双侧电源线路，可装设带方向或不带方向的电流速断保护和过电流保护。对下列线路，若选择性、灵敏度不满足要求时，可采用下列保护方式。

(1) 短线路，以带辅助导线的纵联保护（导引线保护）作主保护，带方向或不带方向的电流保护作后备保护。导引线保护如需敷设专用辅助导线时，其长度不宜超过 1~2km。

(2) 并联的电缆线路，以横联电流差动保护作主保护，带方向或不带方向的电流保护作后备保护。

(3) 并列运行的平行线路，宜装设横联电流差动保护（横联方向差动保护和电流平衡保护）作为主保护。以接于两回线电流之和的电流保护，作为两回路同时运行的后备保护，及一回线断开后的主保护及后备保护。

(4) 环形网络中的线路，为了简化保护，可采用故障时先将网络自动解列而后恢复的方法。对于不宜解列的线路，可按双侧电源线路处理。

(5) 发电厂厂用电源线（包括带电抗器的电源线）宜装设纵联差动和过电流保护。

(6) 对单相接地故障，应按下列规定装设保护。

1) 在发电厂和变电站母线上，应装设单相接地监视装置。监视装置反应零序电压，动作于信号。

2) 有条件安装零序电流互感器的线路，如电缆线路或经电缆引出的架空线路，当单相接地电流能满足保护的选择性和灵敏性要求时，应装设动作于信号的单相接地保护。只有根据人身和设备安全的要求，如供给煤矿深井的线路等，才应装设动作于跳闸的单相接地保护。

如不能安装零序电流互感器，而单相接地保护能够躲过电流回路中不平衡电流的影响，例如单相接地电流较大，或保护反应接地电流的暂态值等，也可将保护装置接于三相电流互感器构成的零序回路中。

3) 在出线回路数不多, 或难以装设选择性单相接地保护时, 可用依次断开线路的方法, 寻找故障线路。

4) 对线路单相接地, 可利用下列电流, 构成有选择性的电流保护或功率方向保护: ①网络的自然电容电流; ②消弧线圈补偿后的残余电流, 例如残余电流的有功分量或高次谐波分量; ③人工接地电流, 但此电流应尽可能小些, 不宜大于 $10\sim 20\text{A}$; ④单相接地故障的暂态电流。

(7) 对于可能经常出现负荷的电缆线路, 可以装设过负荷保护。过负荷保护装置一般作用于信号, 必要时可动作于跳闸。

5.1.4 35kV 及以上中性点非直接接地电网中的线路保护

在 $35\sim 66\text{kV}$ 小接地电流系统的电网线路上, 应装设反应相间故障和单相接地故障的保护装置。当发生相间故障或两点接地故障时, 保护装置应保证动作。

相间保护装置的继电器, 采用两相式接线, 在同一网络的线路上均装在相同的两相(A、C相)上。后备保护采用远后备方式。如线路短路, 使发电厂厂用母线电压低于额定电压的 $50\%\sim 60\%$ 时, 应快速切除故障。

1. 相间短路应装设的保护装置

(1) 单侧电源线路。对于单侧电源的辐射形单回线路, 相间保护可装设一段或两段式电流、电压速断保护和过电流保护。当上述保护不能满足速动性或灵敏性要求时, 速断保护可无选择性地动作, 但应以自动重合闸来补救。此时, 速断保护应按躲开降压变压器低压母线短路整定。

(2) 复杂网络的单回线路。对于复杂网络的单回线路、环形电网等, 首先考虑装设一段或两段式电流、电压速断保护和过电流保护。在必要时, 保护应具有方向性。当保护不能满足选择性、灵敏性和速动性的要求时, 或保护的构成过于复杂时, 则可采用距离保护。对于环形网络, 为了简化保护, 也可采用故障时先将网络自动解裂而后恢复的方法。

对于电缆及架空短线路, 如采用电流电压保护不满足选择性、灵敏性和速动性要求时, 宜采用导引线或光纤通道等纵联保护作为主保护, 以带方向或不带方向的电流保护作为后备保护。

(3) 平行线路。平行线路宜分裂运行, 如必须并列运行时, 可装设横联保护作为主保护, 以阶段式电流保护作为后备保护。

2. 单相接地故障时应装设的保护装置

对于单相接地故障, 可根据具体网络接线的繁简及运行要求, 装设单相接地保护装置。其装设原则基本上与 $3\sim 10\text{kV}$ 线路接地保护相同。

3. 过负荷

对于可能经常出现负荷的电缆线路或架空电缆混合线路, 应装设过负荷保护。保护装置宜带时限动作于信号, 必要时可动作于跳闸。

5.1.5 110~220kV 中性点直接接地电网中的线路保护

(1) 在下列情况下, $110\sim 220\text{kV}$ 电网的线路上, 应装设全线路快速动作的高频保护作为主保护, 距离保护作为后备保护。

1) 当线路上发生故障时, 如不能全线快速地切除故障, 则系统的稳定运行将遭到严重破坏。

2) 当线路上发生三相短路时,如发电厂厂用电母线电压或重要负荷电压低于允许值(一般约为70%额定电压),且其他保护不能无时限和有选择性地切除故障时。

3) 当电网中某些主要线路采用全线快速主保护后,不仅改善本线路保护性能,而且能够改善整个电网保护的性能。

4) 对于220kV线路根据系统稳定要求或在复杂网络中后备保护整定配合有困难时,可装设两套全线速动保护。

后备保护应按下列原则考虑:110kV线路一般采用远后备方式;220kV线路,一般采用近后备方式;但电网中某些线路,如能实现远后备时,则宜采用远后备或同时采用远、近结合的后备方式。因为采用远后备时,一般来说可节省投资和简化保护接线。

(2) 在110~220kV的线路上,相间短路的保护装置配置如下。

1) 对于单侧电源辐射形电网中单回线上,一般可装设无时限和带时限的电流及电压速断装置作为主保护,带阶段时限的过电流保护装置作为后备保护。

保护装置应安装在线路的电源侧。但如果在线路上装有综合重合闸时,则在线路的受电端也必须安装继电保护装置,以保证自两端将同一相线路切断。

当采用阶段式时限特性的速断装置,不能满足快速切除故障或灵敏度的要求时,应装设距离保护。但在正常运行方式下保护安装处故障,电流速断保护有1.2以上的灵敏度时,则可装设电流速断保护作为辅助保护。

在结构比较复杂的电网上,可以先考虑采用带方向或不带方向的阶段式电流或电流、电压保护作为主保护。当这类保护在选择性、灵敏性及速动性上不能满足要求时,则应装设距离保护。

2) 在双侧电源线路上,如要求全线速动切除故障时,则应装设高频保护作为主保护,距离保护作为后备保护。否则,一般情况下,应装设阶段式距离保护。

3) 对于电缆短线或架空短线,需要装设全线速动的主保护时,可采用带辅助导线的纵联差动保护作为主保护。导引线保护如需敷设专用的辅助导线时,应采取措施消除感应过电压或地电位升高对人身和设备安全的影响。专用辅助导线的长度不宜超过5~7km。为监视导线的完好性,应装设专用的监视或检测装置。

4) 在平行线路上,对220kV线路,一般装设横差方向保护或全线速动的高频保护作为主保护,以距离保护或阶段式电流(电压)保护带方向或不带方向作为后备保护。对于110kV线路,可装设相间横联差动保护及零序横联差动保护作为主保护。为提高后备保护在相邻线路末端故障时的灵敏性,后备保护可按两回线和电流方式连接。

(3) 对于带分支线的110~220kV线路保护配置可装设与不带分支时同样的保护装置,但应考虑下述特点,并采取必要的措施。

1) 当线路有分支时,线路侧保护对线路分支上的故障,应首先满足速动性,对分支变压器故障,允许跳线路侧断路器。

2) 分支线路上,无论采用何种电力载波纵联保护,均应按下列规定执行。

① 不论分支侧有无电源,当纵联保护能躲开分支变压器的低压侧故障,并对线路及其分支上故障有足够灵敏性时,可不分支侧另设纵联保护,但应装设高频阻波器。当不符合上述要求时,在分支侧可装设低压侧故障的高频闭锁发信装置。当分支侧有电源且须在分支侧快速切除线路故障时,宜在分支侧装设纵联保护。

②用于带分支线路的纵联保护,在外部故障时,不应由于分支侧负荷电流的影响,或各侧流过的故障电流不相等而误动作;必要时,还应采取措施防止高频信号由于差拍而引起误动作。

③母线差动保护动作后,不应停发高频闭锁信号,以免线路对侧跳闸,使分支线与系统解列。

3) 对并列运行的平行线上的平行分支,如有两台变压器,宜将变压器分接于每一分支上,且高、低压侧都不宜并列运行。当低压侧分开运行时,线路侧横联差动保护的起动元件,应按躲开变压器低压侧故障整定。当低压侧并列运行时,不论分支侧是否有电源,宜装设包括变压器在内的横联差动方向保护。

4) 如分支变压器低压侧有电源,还应对高压侧线路故障装设保护装置,并可采用下列保护方式:①方向电流保护或距离保护;②零序电流或零序电压保护分别用于中性点接地或不接地的分支变压器;③电压保护当分支侧为小电源时采用;④电力线载波纵联保护与2)相同;⑤有解列点的小电源侧按无电源处理,不装设保护。

当分支变压器低压侧无电源,但线路采用单相重合闸时,对高压侧线路故障,宜采用简单的零序电流或零序电压保护。

对于单相和多相接地短路故障,一般装设带方向性的或不带方向性的无时限和带时限的零序电流速断保护及灵敏的零序过电流保护。如零序电流保护不能满足选择性和灵敏度的要求时,可采用接地距离保护。如系统稳定运行要求全线装设速动保护时,一般可以与相间短路保护共用一套高频保护作为主保护(对于短线路则可用一套纵差动保护),并以阶段式的零序电流保护作为后备保护。在平行线路上,一般装设零序横差动方向保护作为主保护。如根据系统运行稳定性等要求,需要装设全线速动保护时,与上述相同,也可以用一套高频保护同时作为相间短路和接地短路的主保护,而以接于每一回线或接于两回线电流之和上的阶段式零序电流保护作为后备保护。

(4) 对于电力线载波纵联保护通道,应按以下原则设计。

当线路上只装设一套载波纵联保护时,载波保护宜采用完全独立的载波通道。线路上配置两套载波纵联保护时,另一套载波保护可与通信复用通道。

对各类双断路器接线方式的线路,其保护宜按线路为单元装设,重合闸装置及失灵保护等宜按断路器为单元装设。电缆线路或电缆架空混合线路,应装设过负荷保护。保护宜动作于信号,必要时可动作于跳闸。

5.1.6 330~500kV 中性点直接接地电网中的线路保护

1. 330~500kV 电网中应考虑的特殊问题

(1) 输送功率大,稳定问题严重,要求保护的可靠性及选择性高,动作快。

(2) 采用大容量发电机、变压器,线路采用大截面分裂导线及不完全换位所带来的影响。

(3) 线路分布电容电流明显增大所带来的影响。

(4) 系统一次接线的特点及装设串联补偿电容器和并联电抗器等设备所带来的影响。

(5) 采用带气隙的电流互感器和电容式电压互感器后,二次回路的暂态过程及电流、电压暂变的暂态过程所带来的影响。

(6) 高频信号在长线路上传输时,衰耗较大及通道干扰电平较高所带来的影响。

2. 330~500kV 线路, 主保护的配置及特点

- (1) 设置两套完整、独立的全线速动主保护。
- (2) 两套主保护的交流电流、电压回路和直流电源彼此独立。
- (3) 每一套主保护对全线路内发生的各种类型故障(包括单相接地、相间短路、两相接地、三相短路、非全相运行故障及转移故障等), 均能无时限动作切除故障。
- (4) 每套主保护应有独立选相功能, 实现分相跳闸和三相跳闸。
- (5) 断路器有两组跳闸线圈, 每套主保护分别起动一组跳闸线圈。
- (6) 两套主保护分别使用独立的远方信号传输设备。

若保护采用专用收发信机, 其中至少有一个通道完全独立, 另一个可与通信复用; 如采用复用载波机, 两套主保护应分别采用两台不同的载波机。

3. 330~500kV 线路的后备保护配置

- (1) 线路保护采用近后备方式。
- (2) 每条线路都应配置能反应线路各种类型故障的后备保护。当双重化的每套主保护都有完善的后备保护时, 可不再另设后备保护。只要其中一套主保护无后备, 则应再设一套完整的独立的后备保护。
- (3) 对相间短路后备保护宜采用阶段式距离保护。
- (4) 对接地短路, 应装设接地距离保护并辅以阶段式或反时限零序电流保护; 对中长线路, 若零序电流保护能满足要求时, 也可只装设阶段式零序电流保护。接地后备保护应保证在接地电阻不大于 300Ω 时, 能可靠地有选择性地切除故障。
- (5) 正常运行方式下, 保护安装处短路, 电流速断保护的灵敏系数在 1.2 以上时, 还可装设电流速断保护作为辅助保护。
- (6) 根据一次系统过电压的要求装设过电压保护。

5.2 线路保护实例

5.2.1 35kV 线路保护配置

66kV 及以下的线路保护通常以电流电压保护为主, 作为相间短路保护, 一般配置 II 段或 III 段式电流保护, 根据具体情况考虑是否再增加方向元件或电压元件。电流保护的配置采用阶梯型的配合关系, 其中 I 段和 II 段一起作为本线路的主保护, III 段作为本线路和相邻线路的后备保护。

对微机馈线保护, 其装置中往往还设有重合闸、低频减载、低压减载及其他测控功能, 使得功能更强大, 相关辅助定制也较多。关于重合闸、低频减载及电压减载的整定请参考第 8 章变电站自动装置中相关内容。

图 5-1 所示为一个 35kV 网络, 其正序网络图及参数如图所示, 保护为 III 段式电流保护。保护 2 和 3 的定值已给出, 请整定保护 1、4 和 5。所有网络参数归算至平均额定电压 37kV, 基准容量为 100MVA。

1. 保护有关参数

保护有关参数见表 5-1。

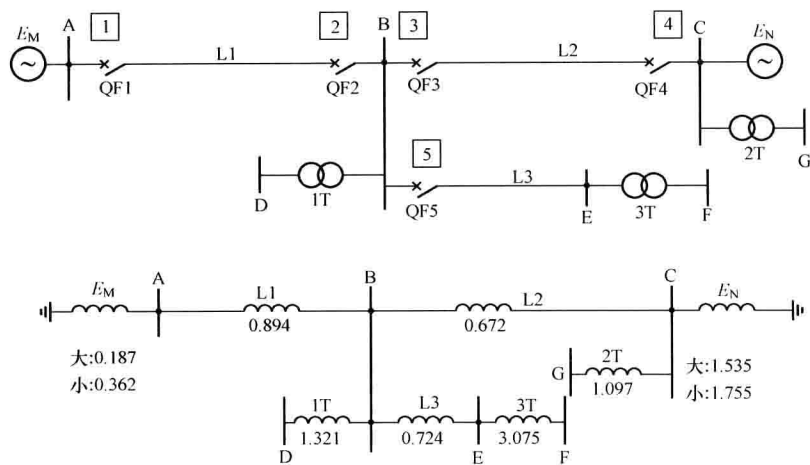


图 5-1 网络接线图及系统参数图

表 5-1 保护有关参数

断路器编号	保护编号	变电站名	TA 变比	TV 变比	最大负荷	备注
QF1	1	A	200/5	350/1	100A	
QF2	2	B	200/5	350/1	100A	
QF3	3	B	200/5	350/1	100A	
QF4	4	C	200/5	350/1	100A	
QF5	5	B	200/5	350/1	100A	

(1) 保护 2 定值。

I 段: $I_{DZ2. I} = 653.6A$	二次值: 16.34A	动作时间: $t=0s$
II 段: $I_{DZ2. II} = 312.9A$	二次值: 7.82A	动作时间: $t=0.6s$
III 段: $I_{DZ2. III} = 201A$	二次值: 5A	动作时间: $t=1.5s$

(2) 保护 3 定值。

I 段: $I_{DZ3. I} = 1157A$	二次值: 28.9A	动作时间: $t=0s$
II 段: $I_{DZ3. II} = 465.6A$	二次值: 11.64A	动作时间: $t=0.6s$
III 段: $I_{DZ3. III} = 201$	二次值: 5A	动作时间: $t=1.2s$

2. 短路计算电流表 (见表 5-2 和表 5-3)

表 5-2 最大运行方式三相短路电流表 单位: A

	C	G	B	D	A	E	F
L2 支路	889.883	380.334	706.346	369.799	502.809	341.813	112.058
L1 支路	889.883	380.334	1443.076	755.506	502.809	698.33	228.936
L3 支路	0	0	0	0	0	1040.143	340.994

表 5-3

最小运行方式两相短路电流表

单位: A

	C	G	B	D	A	E	F
L2 支路	700.705	319.366	556.637	309.583	406.793	287.645	98.513
L1 支路	700.705	319.366	1075.605	598.216	406.793	555.824	190.359
L3 支路	0	0	0	0	0	843.469	288.872

3. 保护整定

(1) 保护 5 整定。

1) I 段: 按躲过 3T 变压器其他侧母线三相最大短路电流整定, 有

$$I_{\text{oper} \cdot 5}^{\text{I}} = K_{\text{rel}} I_{\text{k} \cdot \text{E} \cdot \text{max}}^{(3)} = 1.3 \times 341 = 443.3 \text{ (A)}, \text{二次值: } 443.3/40 = 11.08 \text{ A}$$

最小方式下对本线路末端 (E 点) 灵敏度: $K_{\text{sen}} = \frac{I_{\text{k} \cdot \text{E} \cdot \text{min}}}{I_{\text{oper}}^{\text{I}}} = 843/443 = 1.9 > 1.3$, I 段

对本线路末端已有足够灵敏系数, 可不设 II 段。

动作时间 $t_1 = 0 \text{ s}$

2) III 段: 按躲过最大负荷电流整定, 有

$$I_{\text{oper}} = \frac{K_{\text{rel}} K_{\text{ss}}}{K_{\text{res}}} I_{\text{l} \cdot \text{max}} = 1.2 \times 1.5 \times 100/0.9 = 201 \text{ A}, \text{二次值: } 201/40 = 5 \text{ A}$$

对 3T 低压侧远后备灵敏度 $K_{\text{lm}} = 288.87/201 = 1.44 > 1.2$, 满足要求。

动作时间: 和相邻低压线路后备配合, 低压为 1s, $t_{\text{III}} = 1.3 \text{ s}$ 。

(2) 保护 1 整定。

1) I 段: 按躲本线路末端最大短路电流整定, 有

$$I_{\text{oper} \cdot 1}^{\text{I}} = K_{\text{rel}} I_{\text{k} \cdot \text{B} \cdot \text{max}}^{(3)} = 1.3 \times 1443 = 1875.9 \text{ A}, \text{二次值: } 1875.9/40 = 46.9 \text{ A}$$

动作时间 $t = 0 \text{ s}$

常见运行方式三相短路出口灵敏度: $8342/1875 > 1$, 投入运行。

2) II 段: 和相邻线路电流元件配合。

和保护 3 的 I 段配合, 有

$$I_{\text{oper} \cdot 1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} K_{\text{b} \cdot \text{max}} I_{\text{oper} \cdot 3}^{\text{I}} = 1.2 \times 1 \times 1157 = 1388 \text{ (A)}$$

与保护 5 的 I 段配合, 有

$$I_{\text{DZL} \cdot \text{II}} = K_{\text{k}} \times K_{\text{F} \cdot \text{max}} \times I_{\text{DZ5} \cdot \text{I}} = 1.2 \times 0.692 \times 443 = 368 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{oper} \cdot 1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} K_{\text{b} \cdot \text{max}} I_{\text{oper} \cdot 5}^{\text{I}} = 1.2 \times 0.692 \times 443 = 368 \text{ (A)}$$

其最大分支系数 $K_{\text{b} \cdot \text{max}}$ 按背侧 E_{M} 为最大方式, 助增 E_{M} 为最小方式计算, 则

$$K_{\text{b} \cdot \text{max}} = \frac{Z_{\text{n} \cdot \Sigma}}{Z_{\text{m} \cdot \Sigma} + Z_{\text{n} \cdot \Sigma}} = \frac{2.47}{2.47 + 1.081} = 0.692$$

灵敏度: $K_{\text{sen}} = 1075.6/1388 = 0.77 < 1.3$, 不满足要求, 改为和保护的 II 段配合。

与保护 3 的 II 段配合, 有 $I_{\text{oper} \cdot 1}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} K_{\text{b} \cdot \text{max}} I_{\text{oper} \cdot 3}^{\text{II}} = 1.2 \times 1 \times 465.6 = 558.7 \text{ (A)}$

保护 5 无 II 段, 与 I 段的配合结果为 368 (A)。

取二者的最大值: 558.72A。

近后备灵敏度: $K_{\text{sen}} = 1075.6/558.7 = 1.92 > 1.3$, 满足要求。

二次值: $558.72/40 = 13.9 \text{ (A)}$

动作时间: $t = t_{\text{II}} + 0.3 = 0.9 \text{ (s)}$

3) III段:按躲最大负荷电流整定,有

$$I_{\text{oper}} = \frac{K_{\text{rel}} K_{\text{ss}}}{K_{\text{res}}} I_{\text{L}\cdot\text{max}} = 1.2 \times 1.5 \times 100 / 0.9 = 201 \text{ (A)}, \text{二次值: } 201 / 40 = 5 \text{ (A)}$$

作 L3 远后备灵敏度 $K_{\text{sen}} = 556 / 201 = 1.43 > 1.2$, 满足要求;

作 L2 远后备灵敏度 $K_{\text{sen}} = 701 / 201 = 2.01 > 1.2$, 满足要求;

作变压器 1T 低压侧远后备灵敏度 $K_{\text{sen}} = 598 / 201 = 1.54 > 1.2$, 满足要求。

动作时间:和相邻线路后备 III 段配合,取保护 3 ($t_{\text{III}} = 1.2\text{s}$) 和保护 5 ($t_{\text{III}} = 1.3\text{s}$) 的 III 段的动作时间的配合, $t_{\text{III}} = 1.3 + 0.3 = 1.6 \text{ (s)}$

注:若与保护 3、保护 5 的 III 段电流元件配合,则

$$I'_{\text{oper}} \geq K_{\text{sui}} I_{\text{oper}} = 1.1 \times 201 = 221 \text{ (A)}$$

(3) 保护 4 整定。

1) I 段:按躲本线路末端母线故障整定,则

$$I_{\text{oper}\cdot 4}^{\text{I}} = K_{\text{rel}} I_{\text{k}\cdot\text{B}\cdot\text{max}}^{(3)} = 1.3 \times 706.3 = 918.2 \text{ (A)}, \text{二次值: } 918.2 / 40 = 22.9 \text{ (A)}$$

动作时间: $t = 0\text{s}$

常见运行方式下三相短路出口灵敏度: $1015 / 918.2 > 1$, 投入运行。

2) II 段:和相邻线路电流保护配合。

$$\text{与保护 2 的 I 段配合 } I_{\text{oper}\cdot 4}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} K_{\text{b}\cdot\text{max}} I_{\text{oper}\cdot 2}^{\text{I}} = 1.2 \times 1 \times 653.6 = 784.3 \text{ (A)}$$

$$\text{与保护 5 的 I 段配合 } I_{\text{oper}\cdot 4}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} K_{\text{b}\cdot\text{max}} I_{\text{oper}\cdot 5}^{\text{I}} = 1.2 \times 0.363 \times 341 = 148.1 \text{ (A)}$$

其分支系数按背侧 E_{M} 为最大方式,助增 E_{M} 为最小方式计算,则

$$K_{\text{b}\cdot\text{max}} = \frac{Z_{\text{n}\Sigma}}{Z_{\text{m}\Sigma} + Z_{\text{n}\Sigma}} = \frac{1.256}{1.256 + 2.207} = 0.363$$

取两者的最大值 784.3A。

灵敏度: $K_{\text{sen}} = 556.7 / 784.3 < 1.3$, 不能满足要求,改为与相邻线路 II 段配合。

$$\text{与保护 2 的 II 段配合 } I_{\text{oper}\cdot 4}^{\text{II}} = K_{\text{rel}} K_{\text{b}\cdot\text{max}} I_{\text{oper}\cdot 2}^{\text{II}} = 1.2 \times 1 \times 391.2 = 375.5 \text{ (A)}$$

保护 5 无 II 段,与 I 段的配合结果为 148.1A。

取两者中最大值 375.5A。

近后备灵敏度: $K_{\text{sen}} = 556.7 / 375.5 = 1.48 > 1.3$, 满足要求。

二次值: $375.5 / 40 = 9.4 \text{ (A)}$

动作时间: $t = t_{\text{II}} + 0.3 = 0.9 \text{ (s)}$

3) III 段:按躲最大负荷电流整定,则

$$I_{\text{oper}} = \frac{K_{\text{rel}} K_{\text{ss}}}{K_{\text{res}}} I_{\text{L}\cdot\text{max}} = 1.2 \times 1.5 \times 100 / 0.9 = 201 \text{ (A)}, \text{二次值: } 201 / 40 = 5 \text{ (A)}$$

作 L3 远后备灵敏度 $K_{\text{sen}} = 287.6 / 201 = 1.43 > 1.2$, 满足要求。

作 L2 远后备灵敏度 $K_{\text{sen}} = 406.8 / 201 = 2.01 > 1.2$, 满足要求。

作变压器 1T 低压侧远后备灵敏度 $K_{\text{sen}} = 309 / 201 = 1.54 > 1.2$, 满足要求。

动作时间:和相邻线路后备配合,取保护 2 ($t_{\text{III}} = 1.5\text{s}$) 和保护 5 ($t_{\text{III}} = 1.3\text{s}$) 的 III 段的动作时间的配合, $t_{\text{III}} = 1.5 + 0.3 = 1.8 \text{ (s)}$

注:若与保护 2、保护 5 的 III 段电流元件配合,则

$$I'_{\text{oper}} \geq K_{\text{sui}} I_{\text{oper}} = 1.1 \times 201 = 221 \text{ (A)}$$

本章小结

本章主要讲解电网继电保护的选择原则、一般规定及特殊情况及处理方法。输电线路保护配置必须满足 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的规定。分别对 3~500kV 输电线路保护配置进行了详细说明,并以 35kV 线路保护实际应用为例进行保护配置及整定计算,对 110kV 和 220kV 电网的继电保护配置作了简要说明。

思考题

- 5-1 电网继电保护的选择原则是什么?
- 5-2 通常实现近后备的方法有哪几种方式?
- 5-3 什么是主保护、后备保护和辅助保护?请举例说明。
- 5-4 在保护配置时应考虑哪些特殊情况及处理方法?

第6章 电力主设备继电保护

6.1 电力变压器保护

6.1.1 电力变压器的故障类型、不正常运行状态及保护配置

电力变压器在电力系统中的地位非常重要，它的故障对供电可靠性和系统的正常运行带来严重后果。由于绝大部分安装在户外，受自然条件的影响较大，同时受到连接负荷的影响和电力系统短路故障的威胁，变压器在运行中有可能出现各种类型的故障和不正常运行状态。因此，必须根据变压器容量和重要程度装设性能良好、动作可靠的保护。

变压器的故障分为内部故障和外部故障。内部故障指的是变压器油箱内绕组之间发生相间短路、一相绕组中发生的匝间短路、绕组与铁芯或引线与外壳发生的单相接地短路。外部故障指的是油箱外部引出线之间发生的各种相间短路、引出线因绝缘套管闪络或破碎通过油箱外壳发生的单相接地短路。变压器发生故障，必将对电网和变压器带来危害，特别是发生内部故障时，短路电流产生的高温电弧不仅烧坏绕组绝缘和铁芯，而且使绝缘材料和变压器油受热分解产生大量气体，导致变压器外壳局部变形、破坏甚至引起爆炸。因此，变压器发生故障时，必须将其从电力系统中切除。

变压器不正常运行状态主要指过负荷、油箱漏油造成的油面降低以及外部短路引起的过电流。对于大容量变压器，因其铁芯额定工作磁通密度与饱和磁通密度比较接近，所以系统电压过高或系统频率降低时，容易过励磁。过励磁也是变压器的一种不正常运行状态，变压器处于不正常运行状态时，应发出信号。

为了保证电力系统安全稳定运行，并将故障或不正常运行状态的影响限制到最小范围，按照 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的规定，变压器应装设以下保护装置。

1. 瓦斯保护

对于 0.8MVA 及以上油浸式变压器和 0.4MVA 及以上车间内油浸式变压器，均应装设瓦斯保护。当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时，应瞬时动作于信号；当产生大量瓦斯时，应动作于断开变压器各侧断路器。

带负荷调压的油浸式变压器的调压装置，也应装设瓦斯保护。

2. 纵差动保护或电流速断保护

对变压器引出线、套管及内部的短路故障，应按下列规定，装设相应的保护作为主保护，保护瞬时动作于断开变压器的各侧断路器。

对 6.3MVA 以下厂用工作变压器和并列运行的变压器，以及 10MVA 以下厂用备用变压器和单独运行的变压器，当后备保护时限大于 0.5s 时，应装设电流速断保护。

对 6.3MVA 及以上厂用工作变压器和并列运行的变压器，10MVA 及以上厂用备用变压器和单独运行的变压器，以及 2MVA 及以上用电流速断保护灵敏度不符合要求的变压器，应装设纵联差动保护。对于高压侧电压为 330kV 及以上的变压器，可装设双重差动保护。

3. 过电流保护

对由外部相间短路引起的变压器过电流,应按下列规定,装设相应的保护作为后备保护,保护动作后,应带时限动作于跳闸。

(1) 过电流保护宜用于降压变压器,保护的整定值,应考虑事故时可能出现的过负荷。

(2) 复合电压起动的过电流保护,宜用于升压变压器、系统联络变压器和过电流保护不符合灵敏性要求的降压变压器。

(3) 负序电流和单相式低电压起动的过电流保护,可用于 63MVA 及以上升压变压器。

(4) 当复合电压起动的过电流保护或负序电流和单相式低电压起动的过电流保护不能满足灵敏度和选择性要求时,可采用阻抗保护。

4. 零序电流保护

110kV 及以上中性点直接接地的电力网中,如变压器的中性点直接接地运行,对外部单相接地引起的过电流,应装设零序电流保护,用作变压器外部接地短路时的后备保护,保护直接动作于跳闸。

5. 过负荷保护

0.4MVA 及以上变压器,当数台并列运行或单独运行,并作为其他负荷的电源时,应根据可能过负荷的情况,装设过负荷保护。对自耦变压器和多绕组变压器,保护应能反映公共绕组及各侧过负荷的情况。

过负荷保护采用单相式,带时限动作于信号。

6. 过励磁保护

高压侧电压 500kV 的变压器,对频率降低和电压升高引起的变压器工作磁密过高,应装设过励磁保护。保护由两段组成,低定值段动作于信号,高定值段动作于跳闸。

6.1.2 瓦斯保护

1. 瓦斯保护的原理及组成

当变压器油箱内发生各种短路故障时,由于短路电流和短路点电弧的作用,变压器油和绝缘材料受热分解,产生大量气体,从油箱流向油枕上部。故障越严重,产生气体越多,流向油枕的气流和油流速度也越快,利用这种气体来实现的保护称为瓦斯保护。

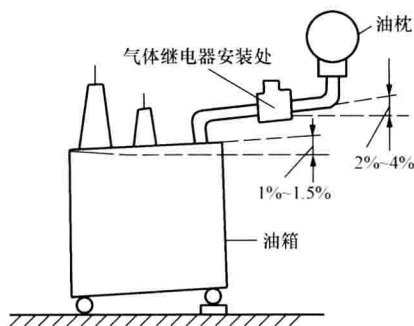


图 6-1 气体继电器安装位置图

当变压器绕组发生匝数很少的匝间短路或严重漏油时,纵差动保护不会动作,而瓦斯保护能动作,当绕组断线,因通过的是穿越性电流,此时纵差动保护不会动作,但由于断线处电弧的作用,瓦斯保护能反应动作。因此瓦斯保护除能反应上述故障外,还能起到作变压器油箱内短路故障时纵差动保护后备的作用。

瓦斯保护的主要元件是瓦斯继电器又称气体继电器,它安装在油箱与油枕之间的连接管道中,如图 6-1 所示。为保证气体顺利经气体继电器进入油枕,变压器顶盖与水平面之间应有 1%~1.5% 的坡度,连接管道应有 2%~4% 的坡度。

2. 气体继电器的构造和工作原理

国内采用的气体继电器有三种形式,即浮筒式、挡板式和复合式。实践证明,早期的浮

筒式气体继电器因浮筒漏气渗油和水银触点防震性能差,易引起误动。挡板式气体继电器在浮筒式基础上,将下浮筒换成挡板而上浮筒不变,所以仍存在部分缺点。目前广泛采用开口杯和挡板构成的复合式气体继电器,用干簧触点代替了水银触点,提高了抗震性能,是比较好的气体继电器。如 QJ1—80 型复合式气体继电器。

图 6-2 示出了 QJ1—80 型复合式气体继电器的结构。它是由开口杯和挡板复合构成。正常运行时,继电器及开口杯内都充满了油,开口杯及附件在油内的重力力矩小于平衡锤产生的力矩,所以开口杯向上倾,干簧触点断开。当变压器内部发生轻微故障时,产生少量气体聚集在继电器上方,使气体继电器中油面下降,上开口杯露出油面。这时开口杯及附件在空气中的重力加上杯中油的重量产生的力矩大于油中平衡锤所产生的力矩。所以上开口杯沿顺时针方向转动,带动永久磁铁靠近干簧触点,使干簧触点闭合,发出轻瓦斯动作信号。当发生严重故障时,产生的大量气体形成从变压器冲向油枕的强烈气流,带油的气体直接冲击挡板,使挡板偏转,干簧触点闭合,重瓦斯动作发出跳闸脉冲。当轻微漏油时,油面高度下降,上开口杯转动,轻瓦斯动作也发出信号。

由于 QJ1—80 型气体继电器防震性能好,且调整方便,所以广泛应用于大型变压器和强迫油循环变压器的瓦斯保护中。

3. 瓦斯保护的原理接线

瓦斯保护原理接线如图 6-3 所示。气体继电器 KG 的上触点为轻瓦斯触点,动作于信号;下触点为重瓦斯触点,动作于跳闸。当变压器发生严重故障时,由于挡板在油流冲击下偏转可能不稳,会使重瓦斯触点抖动,影响瓦斯保护的可靠性。为此,KCO 采用具有自保持的中间继电器。此外,为防止气体继电器在变压器换油或试验时误动作,可通过连接片 XB 将跳闸回路断开。

轻瓦斯保护的動作值采用气体容积表示。通常气体容积的整定范围为 $250 \sim 300 \text{ cm}^3$ 。对于容量在 10MVA 以上的变压器,多采用 $250 \sim 300 \text{ cm}^3$ 。气体容积的调整可通过改变重锤位置来实现。

重瓦斯保护的動作值采用油流流速表示。一般整定范围为 $0.6 \sim 1.5 \text{ m/s}$,该流速指的是导油管中油流的速度。对 QJ1—80 型气体继电器进行油速的调整时,可先松动调节螺杆 14,再改变弹簧 9 的长度即可,一般整定在 1 m/s 左右。

瓦斯保护只反应变压器油箱内的故障,不能反应油箱外套管与引出线上的故障,因此,它不能单独作为变压器的主保护,通常它与纵差动保护配合共同作为变压器的主保护。

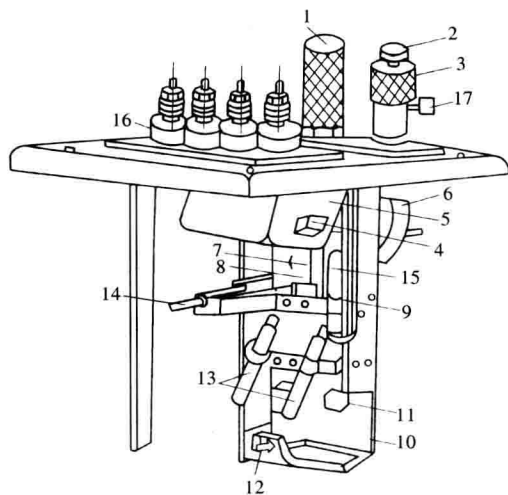


图 6-2 QJ1—80 型复合式气体继电器结构图

- 1—罩；2—顶针；3—气塞；4—磁铁；5—开口杯；6—重锤；
7—探针；8—开口销；9—弹簧；10—挡板；11—磁铁；
12—螺杆；13—干簧触点（重瓦斯用）；14—调节杆；
15—干簧触点（轻瓦斯用）；16—套管；17—排气口

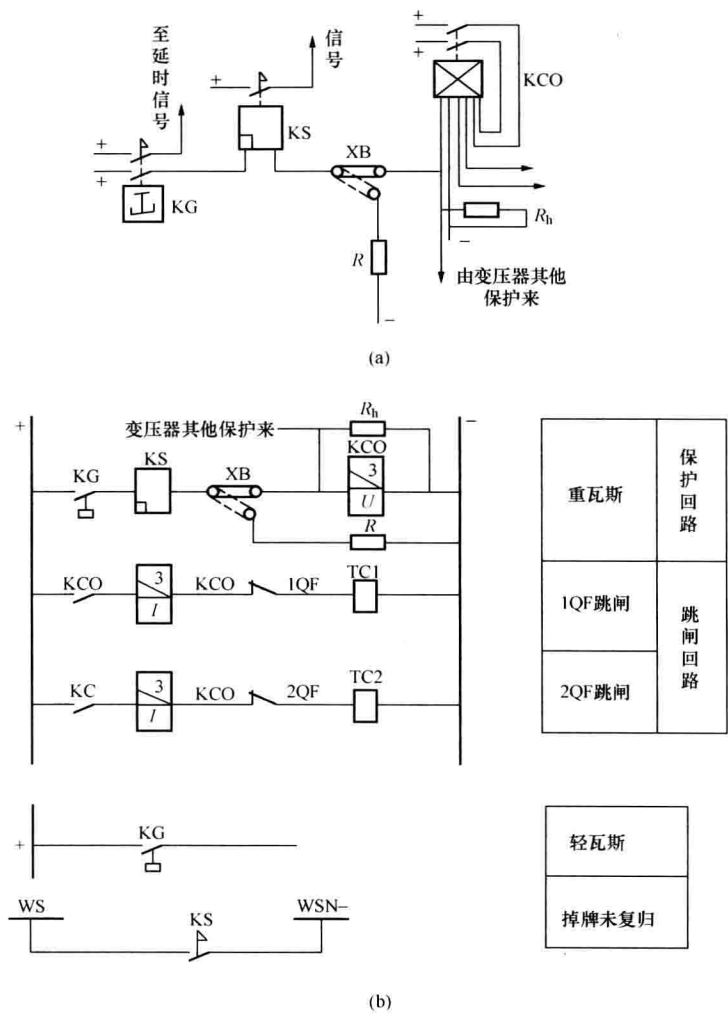


图 6-3 气体保护
(a) 原理接线图；(b) 直流展开图

6.1.3 变压器纵差动保护

应用输电线路纵差动保护原理，可以实现变压器的纵差动保护，能够瞬时切除保护区内的短路故障。对于变压器纵差动保护，比较两侧有关电气量更容易实现，所以变压器的纵差动保护得到了广泛的应用。

1. 变压器纵差动保护的基本原理及实现时的特点

变压器的纵差动保护用来反应变压器绕组、引出线上的各种短路故障，是变压器的主保护之一。变压器的纵差动保护的工作原理与线路纵差动保护的工作原理相同，都是比较被保护设备各侧电流的相位和数值的大小，即比较相量来实现的。

图 6-4 所示为双绕组单相变压器纵差动保护的原理接线图。

在实现变压器纵差动保护时，由于变压器两侧电流大小和相位不相同，因此，为了保证变压器纵差动保护的正确动作，必须适当选择两侧电流互感器的变比 n_{TA2} 和 n_{TA1} ，使它们满

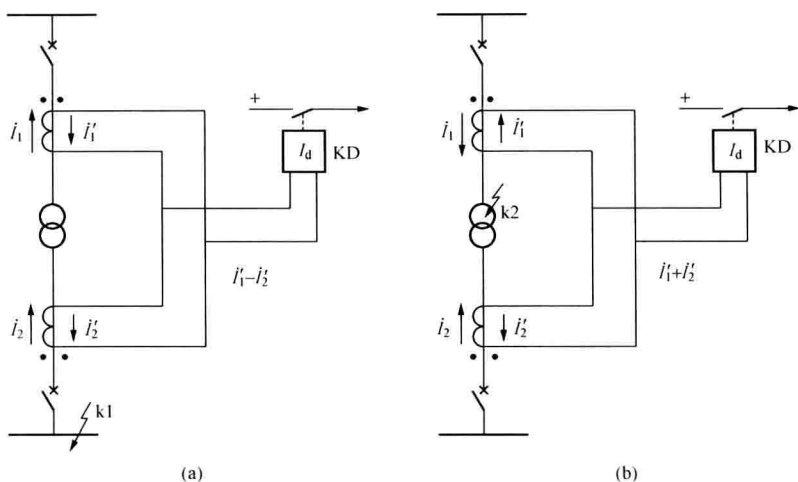


图 6-4 双绕组变压器纵差动保护的单相原理接线图

(a) 变压器外部故障；(b) 变压器内部故障

足式 (6-2)，并对两侧电流相位进行补偿，使得变压器在正常运行和外部短路故障时，两侧二次电流 I'_1 和 I'_2 相等，才能保证正常运行和外部短路时流入继电器的电流在理想状态时等于零。此外，还应考虑变压器励磁涌流的影响和其他一些使不平衡电流增大的因素。

$$I'_1 = I'_2 = \frac{I_1}{n_{TA1}} = \frac{I_2}{n_{TA2}} \quad (6-1)$$

$$\frac{n_{TA2}}{n_{TA1}} = \frac{I_2}{I_1} = n_T \quad (6-2)$$

式中 I'_2 —— 高压侧电流互感器二次电流；

I'_1 —— 低压侧电流互感器二次电流；

n_{TA2} —— 高压侧电流互感器变比；

n_{TA1} —— 低压侧电流互感器变比；

n_T —— 变压器变比。

(1) 相位补偿和数值补偿。

1) 相位补偿。电力变压器广泛采用 YNd11 接线方式，d 侧电流会超前 YN 侧电流 30° 。如果变压器差动保护两侧的电流互感器二次绕组都用星形，则环流回路两臂上的二次电流也有 30° 相位差。这样，即使两臂电流数值相等，差动回路中也会有不平衡电流。为了消除这种不平衡电流，对于 YNd11 接线的变压器的纵差动保护，应采用相位补偿接线，将变压器 d 侧电流互感器二次侧接成星形，YN 侧电流互感器二次侧接成三角形。纵差保护接线如图 6-5 (a) 所示。

$\dot{I}_A^Y, \dot{I}_B^Y, \dot{I}_C^Y, \dot{I}_A^d, \dot{I}_B^d, \dot{I}_C^d$ 分别为变压器星形侧、三角形侧相电流，其假定正方向如图 6-5 (a) 所示，其电流相量图如图 6-5 (b) 所示。d 侧电流 $\dot{I}_A^d, \dot{I}_B^d, \dot{I}_C^d$ 相应超前 YN 侧电流 $\dot{I}_A^Y, \dot{I}_B^Y, \dot{I}_C^Y$ 的相角为 30° 。这说明变压器两侧线电流间相位差为 30° ，在构成差动回路时应将这 30° 相位差进行补偿。因此，把变压器星形侧电流互感器按角形接线，如图 6-5 (a)

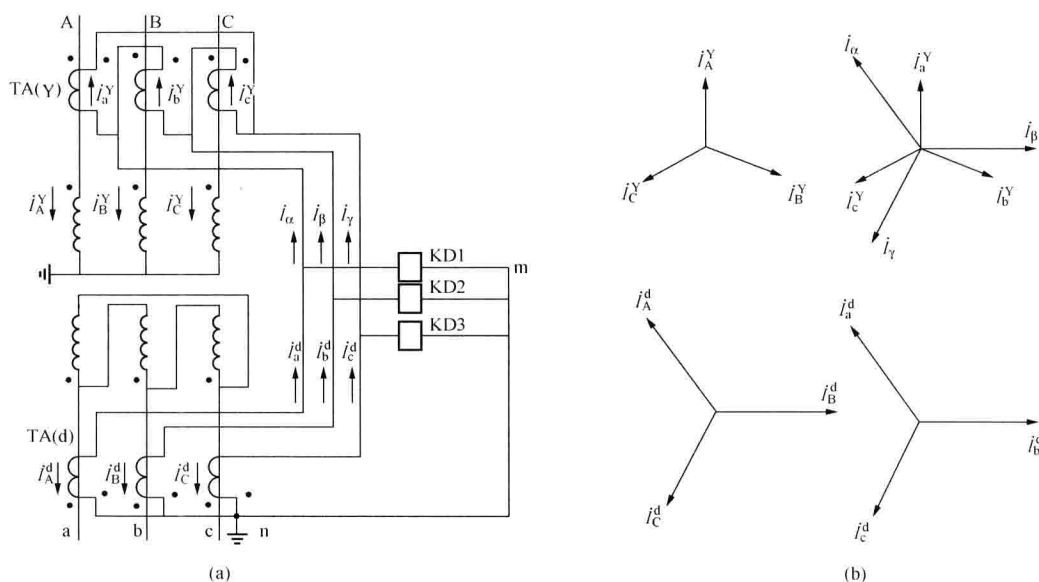


图 6-5 YNd11 变压器差动保护接线图

(a) 接线图; (b) 电流相量图

所示, 可知 \dot{I}_α 、 \dot{I}_β 、 \dot{I}_γ 分别超前相电流 \dot{I}_a^Y 、 \dot{I}_b^Y 、 \dot{I}_c^Y 30° , 则上、下两差动臂中电流 \dot{I}_α 、 \dot{I}_β 、 \dot{I}_γ 分别与 \dot{I}_a^d 、 \dot{I}_b^d 、 \dot{I}_c^d 同相位。

2) 数值补偿。由于变压器高、低压两侧线电流 \dot{I}_A^Y 、 \dot{I}_B^Y 、 \dot{I}_C^Y 与 \dot{I}_A^d 、 \dot{I}_B^d 、 \dot{I}_C^d 在数值上一般也不相等, 它们之间相差一定变比, 为了使上、下两差动臂中电流相等, 两侧电流互感器变比应按以下两式计算。

变压器三角形侧电流互感器变比

$$n_{TA(d)} = \frac{I_{N(d)}}{5} \quad (6-3)$$

变压器星形侧因为电流互感器接成三角形后, 上臂电流扩大了 $\sqrt{3}$ 倍, 所以为保证通过穿越性电流时差动回路中无电流, 应将电流互感器的变比也扩大 $\sqrt{3}$ 倍。即变压器星形侧电流互感器变比为

$$n_{TA(Y)} = \frac{\sqrt{3}I_{N(Y)}}{5} \quad (6-4)$$

上两式中 $I_{N(Y)}$ 、 $I_{N(d)}$ ——变压器 YNd 侧的额定线电流。

当按式 (6-3)、式 (6-4) 计算出电流互感器变比后, 还需按计算变比选取与其接近的、较大的标准变比互感器。这样, 由于电流互感器变比标准化后, 在两差动臂中仍然存在差电流。因此, 还需要在电流互感器二次侧装设自耦变流器或采用速饱和变流器上的平衡线圈进行第二次补偿, 如图 6-6 所示。尽管如此, 最后在两差动臂中的电流还是有差值, 不可能得到 100% 补偿, 这就是造成变压器差动保护中不平衡电流的原因之一。

(2) 变压器励磁涌流的影响。

正常运行时, 励磁电流仅为变压器额定电流的 $3\% \sim 5\%$, 所以对保护无影响。而当变

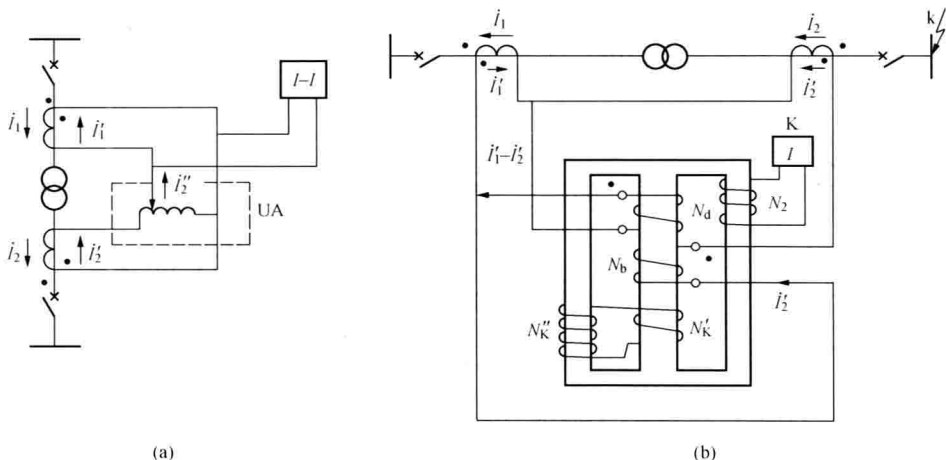


图 6-6 消除不平衡电流的方法

(a) 采用自耦变流器；(b) 采用速饱和变流器的平衡线圈

压器空载投入或外部短路故障切除电压恢复时，励磁电流可达额定电流的 6~8 倍，这称为励磁涌流。由于变压器的励磁电流全部流入纵差动保护的差动回路，给纵差动保护带来极为不利的影响，所以有必要讨论励磁涌流的特点。

对于变压器，稳态情况下铁芯中磁通如图 6-7 中虚线所示，滞后外施电压 u 的相角为 90° ，波形关系如图 6-7 所示。若在电压 u 过零瞬间空载合闸，为保证铁芯中磁通不突变，则必有一个非周期分量磁通（其初始值为 $+\Phi_m$ ），当计及剩余磁通 Φ_{res} 后，暂态过程中铁芯磁通波形如图 6-7 中所示。显然，在空载合闸后 0.01s 出现磁通最大值接近 $2\Phi_m + \Phi_{res}$ ，是稳态磁通幅值，当铁芯严重饱和，此时的励磁涌流可用图解法求取。

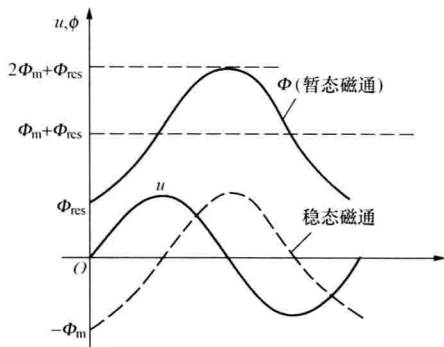


图 6-7 变压器空载投入时的电压和磁通波形

图 6-8 (a) 示出了变压器铁芯的近似磁化曲线（折线 Os_p ），其中 Os 相应于饱和磁通 Φ_{sat} ， sp 为平均磁化曲线饱和部分的渐近线。图 6-8 (b) 中 Φ 为暂态过程中的磁通波形， a 、 b 两点的磁通值为饱和磁通 Φ_{sat} ，相应的角度为 θ_1 、 θ_2 。显然，在 a 、 b 两点以下（ $\Phi < \Phi_{sat}$ ），励磁电流 i_μ 为零；在 a 、 b 两点以上（ $\Phi > \Phi_{sat}$ ），励磁电流 i_μ 不等于零。在磁通 Φ 曲线上任取一点 N ，其相应的磁通为 Φ_x ，励磁电流为 i_μ [如图 6-8 (a) 所示]。过 N 点作横轴垂线 MT ，令 MT 等于 i_x ，从而确定了 T 点。逐点作图可求得励磁涌流 i_μ ，波形如图 6-8 (b) 中所示。计及非周期分量磁通的衰减后，励磁涌流波形如图 6-8 (c) 所示。变压器的励磁涌流的特点可归纳如下。

1) 励磁涌流的数值很大，并含有明显的非周期分量电流，使励磁涌流波形明显偏于时间轴的一侧。涌流衰减的快慢与变压器容量有关，一般励磁涌流衰减到变压器额定电流的 25%~50% 所需时间，对中、小型变压器约为 0.5~1s；对大型变压器约为 2~3s。励磁涌流完全衰减，大型变压器要经几十秒时间。

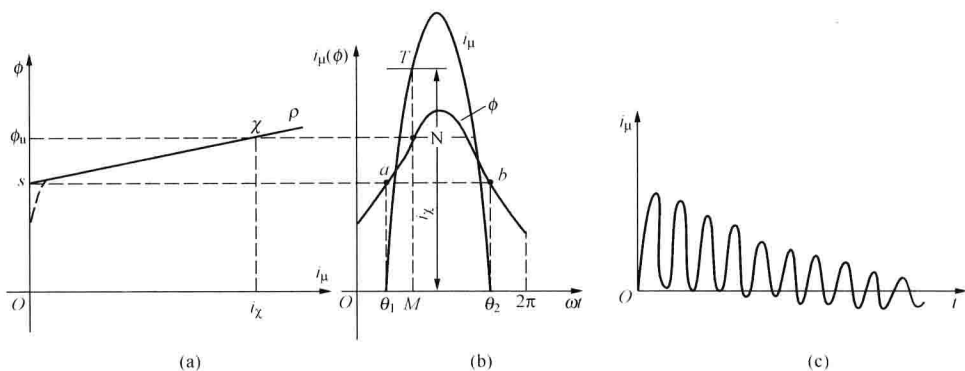


图 6-8 单相变压器励磁涌流图解法

(a) 变压器铁芯的磁化曲线；(b) 励磁涌流；(c) 暂态过程中的励磁涌流

2) 励磁涌流中含有明显的高次谐波电流分量，其中二次谐波电流分量尤为明显。而内部短路电流中的二次谐波电流分量却很少，与励磁涌流形成了明显的差别。

3) 励磁涌流波形偏向时间轴的一侧，且相邻波形之间存在“间断角”。

为了防止励磁涌流的影响，根据涌流的特点，变压器纵差动保护通常采取下列措施。

1) 采用具有速饱和变流器的 BCH 型差动继电器构成变压器纵差动保护。速饱和变流器的工作原理是应用励磁涌流中非周期分量电流来破坏周期分量电流的传变。当然，内部短路故障时必然带来纵差动保护动作的延时。

2) 采用二次谐波制动原理构成变压器纵差动保护。励磁涌流与短路电流的明显区别是励磁涌流中含有显著的二次谐波分量电流，因此采用二次谐波分量来制动，可有效克服励磁涌流的影响。

3) 采用鉴别波形间断角原理构成变压器纵差动保护。励磁涌流波形不连续有间断角，而短路电流在非周期分量电流衰减后波形连续没有间断角，所以当流入差动回路的电流波形有一定的间断角时，可判别为励磁涌流，从而克服励磁涌流的影响。

(3) 变压器差动保护中的不平衡电流。

1) 电流互感器误差不一造成不平衡电流。由于变压器两侧电流互感器型号不同，由此产生的不平衡电流要比线路纵差保护的大。

2) 电流互感器和自耦变压器变比标准化产生的不平衡电流。

3) 变压器带负荷调节分接头时产生的不平衡电流。

考虑以上因素的影响，变压器外部短路时差动回路中最大可能的不平衡电流计算式为

$$I_{\text{unb. max}} = (10\% \times K_{\text{st}} + \Delta U + \Delta f_N) \frac{I_{\text{k. max}}}{n_{\text{TA}}} \quad (6-5)$$

式中 ΔU ——带负荷调压变压器分接头调整的相对百分数，通常最大值为 15%；

Δf_N ——平衡线圈实际匝数与计算值不同引起的相对误差；

K_{st} ——电流互感器同型系数，取 1；

$I_{\text{k. max}}$ ——外部短路时流过基本侧的最大短路电流。

2. 纵差动保护的整定计算原则

(1) 纵差动保护动作电流的整定原则。

1) 躲过外部短路故障时的最大不平衡电流, 其表达式为

$$I_{\text{oper}} = K_{\text{rel}} I_{\text{unb} \cdot \text{max}} \quad (6-6)$$

2) 躲过变压器的最大励磁电流, 其表达式为

$$I_{\text{oper}} = K_{\text{rel}} K_{\mu\text{l}} I_{\text{N}} \quad (6-7)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.3~1.5;

I_{N} ——变压器基本侧的额定电流;

$K_{\mu\text{l}}$ ——励磁涌流的最大倍数 (即励磁涌流与变压器额定电流的比值), 一般取 4~8, 可以根据变压器的额定容量来选择。

由于变压器的励磁涌流很大, 实际的纵差动保护通常采用其他措施来减少它的影响: 一种是通过鉴别励磁涌流和故障电流, 在励磁涌流时将差动保护闭锁, 这时在整定值中不必考虑励磁涌流的影响, 即取 $K_{\mu\text{l}} = 0$; 另一种是采用速饱和变流器减少励磁涌流产生的不平衡电流, 采用加强型速饱和变流器的差动保护 (BCH2 型) 时, 取 $K_{\mu\text{l}} = 1$ 。

3) 躲开电流互感器二次回路断线时变压器的最大负荷电流

$$I_{\text{oper}} = K_{\text{rel}} I_{\text{l} \cdot \text{max}} \quad (6-8)$$

式中 $I_{\text{l} \cdot \text{max}}$ ——变压器正常运行时归算到基本侧的最大负荷电流。

取上述三个条件中最大值作为保护动作电流计算值。

(2) 纵差动保护灵敏度校验。

按变压器内部短路故障时最小短路电流校验, 则

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{\text{k} \cdot \text{min}}}{I_{\text{oper}}} \geq 2 \quad (6-9)$$

式中 $I_{\text{k} \cdot \text{min}}$ ——内部短路故障时流入继电器的最小短路电流。

通常, 对带负荷调压变压器, 多侧电源的三绕组变压器以及同一侧经两个断路器接至系统的 (例如高压侧为内桥或四角形接线的) 变压器, 由于外部短路时不平衡电流大, 而速饱和变流器对外部短路不平衡电流的周期分量不起作用, 故采用 BCH 型继电器构成的变压器差动保护灵敏性可能不满足要求, 这种情况下, 宜选用带制动特性的差动继电器构成变压器差动保护。

因 BCH 型差动继电器构成的纵差动保护, 采用速饱和变流器延缓了保护动作时间, 同时整定、调试复杂。为了提高保护性能, 广泛采用整流型比率制动式差动继电器。利用外部故障穿越电流作为制动电流来提高保护的灵敏度, 利用二次谐波制动提高躲励磁涌流的能力。

3. 比率制动式差动保护

(1) 比率制动特性的提出。

变压器在正常负荷状态下, 电流互感器的误差很小, 这时差动保护的差回路不平衡电流也很小, 但在外部故障时, 各侧电流互感器磁饱和程度有可能不一致会出现很大的不平衡电流, 当不平衡电流超过保护的動作电流时, 就会使差动保护误动。为了防止差动保护在外部故障时误动, 在差动保护中引入比率制动特性。它的基本原理是通过引入制动电流 I_{res} , 使保护的差动電流动作值 I_{oper} 随制动电流 I_{res} 的增大按一定的比率增大, 使制动电流在不平衡电流较大的外部故障时有制动作用, 而在内部故障时制动作用最小。比率制动特性如图 6-9 所示, 其比率制动特性如图 6-9 中的折线 PQS, PQ 代表无制动作用的動作电流 $I_{\text{oper} \cdot 0}$,

ON 为开始有制动作用时的制动电流 $I_{\text{res},0}$ 。在制动电流 I_{res} 小于 $I_{\text{res},0}$ 时, 继电器无制动作用, 其目的是为提高变压器内部短路时的灵敏度。

(2) 比率制动特性及整定原则。

在变压器微机型纵差动保护装置中, 广泛采用具有比率制动特性的差动元件, 不同型号的纵差保护装置, 其差动元件的动作特性不相同。差动元件的动作特性曲线, 有二段折线式和三段折线式。

1) 二段折线式。其特性曲线如图 6-10 所示。从图中可以看出, 其动作方程为

$$\left. \begin{aligned} I_d &\geq I_{\text{oper},0} \\ I_d &\geq K_{\text{res}}(I_{\text{res}} - I_{\text{res},0}) + I_{\text{oper},0} \end{aligned} \right\} \begin{aligned} I_{\text{res}} &\leq I_{\text{res},0} \\ I_{\text{res}} &> I_{\text{res},0} \end{aligned} \quad (6-10)$$

式中 I_d ——差电流, 取各侧差动 TA 二次电流向量和的绝对值, 对于双绕组变压器, $I_d = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2|$, 对于三绕组变压器或引入三侧电流的变压器, $I_d = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3|$;

$I_{\text{oper},0}$ ——差动元件的起动电流, 也叫最小动作电流, 或初始动作电流;

K_{res} ——折线的斜率;

I_{res} ——制动电流; 制动电流的取得有两种方法, 一种是, 对于双绕组变压器, $I_{\text{res}} =$

$\frac{|\dot{I}_1 - \dot{I}_2|}{2}$; 对于三绕组变压器, $I_{\text{res}} = \max\{|\dot{I}_1|, |\dot{I}_2|, |\dot{I}_3|\}$; 另一种是,

不管是双绕组变压器还是三绕组变压器, 均取最大电流作为制动量。

从图 6-10 中可以看出, 具有比率制动元件的动作特性, 由三个物理量来决定, 即由起动电流 $I_{\text{oper},0}$ 、拐点电流 $I_{\text{res},0}$ 及折线的斜率 S 来决定。由于差动元件的动作灵敏度及躲区外故障的能力与其动作特性有关, 因此, 与上述三个值有关。

2) 三段折线式。其特性曲线如图 6-11 所示。从图中可以看出, 其动作方程为

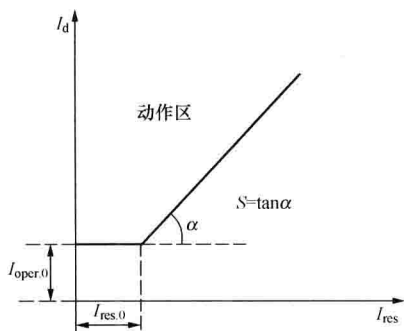


图 6-10 二段折线式差动元件的动作特性曲线

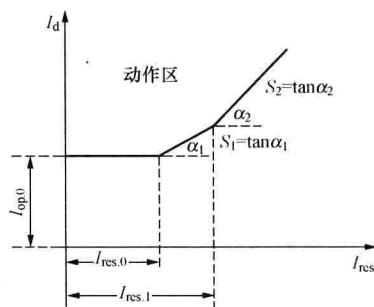


图 6-11 三段折线式差动元件的动作特性曲线

$$\left. \begin{aligned} I_d &\geq I_{\text{oper},0} \\ I_d &\geq S_1(I_{\text{res}} - I_{\text{res},0}) + I_{\text{oper},0} \\ I_d &\geq S_1(I_{\text{res}} - I_{\text{res},0}) + S_2(I_{\text{res}} - I_{\text{res},1}) + I_{\text{oper},0} \end{aligned} \right\} \begin{aligned} I_{\text{res}} &\leq I_{\text{res},0} \\ I_{\text{res},1} &\geq I_{\text{res}} > I_{\text{res},0} \\ I_{\text{res}} &> I_{\text{res},1} \end{aligned} \quad (6-11)$$

式中 S_1 ——第二段折线的斜率;

S_2 ——第三段折线的斜率；

$I_{\text{res.1}}$ ——第二个拐点电流。

其他符号的意义同式 (6-10)。

3) 比率制动特性差动保护的整定原则。具有比率制动特性的二段折线式变压器差动元件的三要素是起动电流 $I_{\text{oper.0}}$ 、拐点电流 $I_{\text{res.0}}$ 及折线的斜率 S ，折线的斜率可以近似称之为比率制动系数 K_{res} ，制动系数是动作电流与制动电流的比，一般情况下，在特性曲线上各点是变化的，而斜率是不变的，特殊情况下，制动部分的延长线过坐标原点时两者才相等。差动元件的整定计算就是确定三要素的大小。

a) 起动电流 $I_{\text{oper.0}}$ 的整定：起动电流 $I_{\text{oper.0}}$ 按躲过变压器额定工况下的最大不平衡电流整定，最大不平衡电流产生的原因包括两侧电流互感器的变比误差、变压器带负载调压、变压器的励磁电流及通道传输及调试误差。即

$$I_{\text{oper.0}} = K_{\text{rel}}(K_1 + \Delta U + K_3 + K_4)I_N \quad (6-12)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数，取 1.5~2；

K_1 ——电流互感器变比误差，对于 10P 型 TA，取 0.03×2 （三绕组变压器时，最大为 0.09），对于 5P 型 TA，取 0.03×2 ；

ΔU ——由变压器带负荷调压所引起的相对误差，取电压调整范围的一半；

K_3 ——变压器的励磁电流等引起的误差，取 0.05；

K_4 ——由于通道变换及调整误差产生的差流，取 $0.05 \times 2 = 0.1$ ；

I_N ——变压器的额定电流。

将以上各值代入式 (6-12)，可得 $I_{\text{oper.0}} = (0.39 \sim 0.52) I_N$ ，通常取 $I_{\text{oper.0}} = (0.4 \sim 0.5) I_N$ ，运行经验表明，当变压器两侧流入差动保护装置的电流值相差不大（即为同一数量级）时，可取 $0.4 I_N$ ，而当电流值相差很大（10 倍以上）时，可取 $0.5 I_N$ 。

b) 拐点电流 $I_{\text{res.0}}$ 的整定：为躲过区外故障被切除后的暂态过程对变压器差动保护的影响，应使保护的制动作用提早产生，所以 $I_{\text{res.0}}$ 取 $(0.8 \sim 1.0) I_N$ 。

c) 比率制动系数 K_{res} 的整定。比率制动系数的整定原则，按躲过变压器出口三相短路时产生的最大不平衡电流来整定，即

$$I_{\text{unb.max}} = (K_1 + \Delta U + K_3 + K_4 + K_5)I_{\text{k.max}} \quad (6-13)$$

式中， K_1 、 ΔU 、 K_3 、 K_4 的含义同式 (6-12)，但 K_1 取 0.1， K_5 为两侧 TA 暂态特性不一致造成不平衡电流的系数，取 0.1， $I_{\text{k.max}}$ 为出口三相短路时产生的最大短路电流（TA 二次值）。

将以上各值代入式 (6-13)，得

$$I_{\text{unb.max}} = 0.4 I_{\text{k.max}}$$

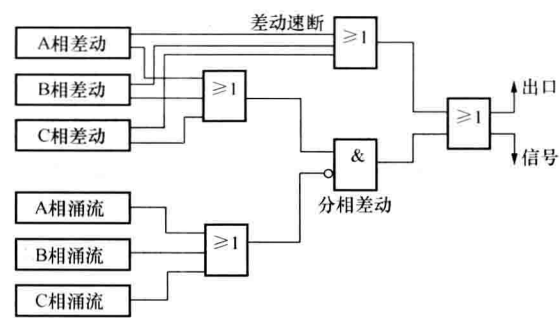
忽略拐点电流不计，计算得特性曲线的斜率 $S \approx 0.4$ 。实取比率制动系数

$$K_{\text{res}} = (1.2 \sim 1.3)S = 0.48 \sim 0.52 \quad (6-14)$$

根据运行经验取 0.5 较为合理。

(3) 比率制动式差动保护的构成。

目前现场应用比较广泛的变压器微机型纵差动保护，均由具有比率制动特性或标识制动特性的差动元件及躲励磁涌流判别元件、差动速断元件构成。此外，对于某些用于超高压变压器的差动保护，还有 5 次谐波制动元件，以防止变压器过励磁时差动保护误动。涌流判别元件可采用“或门”制动或“分相”制动，逻辑框图如图 6-12 和图 6-13 所示。

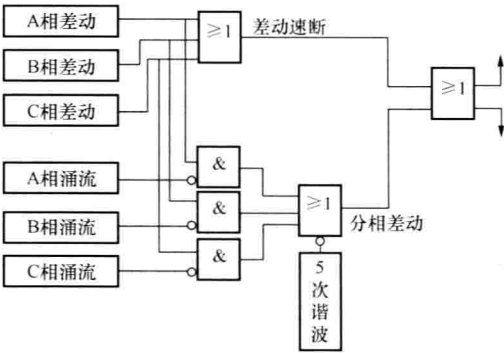


在微机型保护装置中，是采用 2 次谐波制动原理来区分故障电流与励磁涌流的。2 次谐波制动是利用差动元件差电流中的 2 次谐波分量作为制动量，区分出差电流是故障电流还是励磁涌流，从而实现躲过励磁涌流。在变压器差动保护中，采用 2 次谐波制动比来衡量 2 次谐波制动的能力。

当变压器内部故障使得电流互感器严重饱和时，二次电流的波形将发生畸变，其中含有大量的谐波分量，从而使涌流判别元件误判断成励磁涌流，造成差动保护拒动或延迟动作，因此设置差动速动元件，在变压器内部严重故障时防止差动保护拒动和加快切除故障。

涌流“或门”制动方式，是指在三相涌流闭锁元件中，只要有一相满足闭锁条件，立即将三相差动元件全部闭锁；涌流“分相”制动方式，是指某相涌流闭锁元件只对本相的差动元件有闭锁作用，而对其他相无闭锁作用。

由于变压器空投时，三相励磁涌流是不相同的，在某些条件下，三相涌流之中的某一相可能不满足闭锁条件。此时，若采用“或门”制动方式，空投变压器时不会误动作，但如果空投变压器时



6.1.4 电流速断保护

对于容量较小的变压器，当其过电流保护的的动作时限大于 0.5s 时，可在电源侧装设电流速断保护。它与瓦斯保护配合，构成变压器的主保护。电流速断保护的单相原理接线如图 6-14 所示。当变压器的电源侧为直接接地系统时，保护采用完全星形接线；若为非直接接地系统时，可采用两相不完全星形接线。

保护的動作電流可按下列條件之一選擇。

(1) 躲過外部 k1 短路時流過保護的最大短路電流整定，即

$$I_{\text{oper}} = K_{\text{rel}} I_{k \cdot \text{max}} \quad (6-15)$$

式中 K_{rel} ——可靠係數，取 1.3~1.4；

$I_{k \cdot \text{max}}$ ——最大運行方式下，變壓器低壓側母線發生短路故障時，流過保護的最大短路電流。

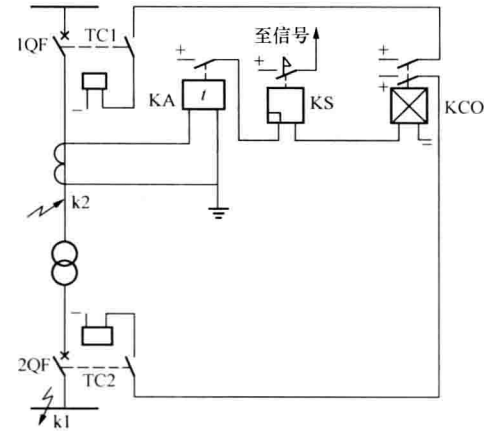


图 6-14 电流速断保护的单相原理接线图

(2) 躲过变压器空载投入时的励磁涌流整定, 即

$$I_{\text{oper}} = (3 \sim 5) I_N \quad (6-16)$$

式中 I_N ——保护安装侧变压器的额定电流。

取上述两个的最大值作为整定值。

保护的灵敏度校验, 要求在保护安装处 k2 点发生两相金属性短路进行校验, 即

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{\text{k}\cdot\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{oper}}} \geq 2 \quad (6-17)$$

式中 $I_{\text{k}\cdot\text{min}}^{(2)}$ ——最小运行方式下, 保护安装处发生两相短路时的最小短路电流。

6.1.5 变压器相间短路的后备保护和过负荷保护

1. 概述

为了防止外部短路引起的过电流, 并作为变压器相间短路的后备保护, 一般在变压器上都应装设过电流保护。保护装置安装在变压器的电源侧, 当发生内部故障时, 若主保护拒动, 应由过电流保护经延时动作于断开变压器各侧的断路器。根据变压器容量和对保护灵敏度的要求, 实现后备保护的方式有过电流保护、低电压起动的过电流保护、复合电压起动的过电流保护和负序过电流保护等。各过电流保护原理示意框图如图 6-15 所示。

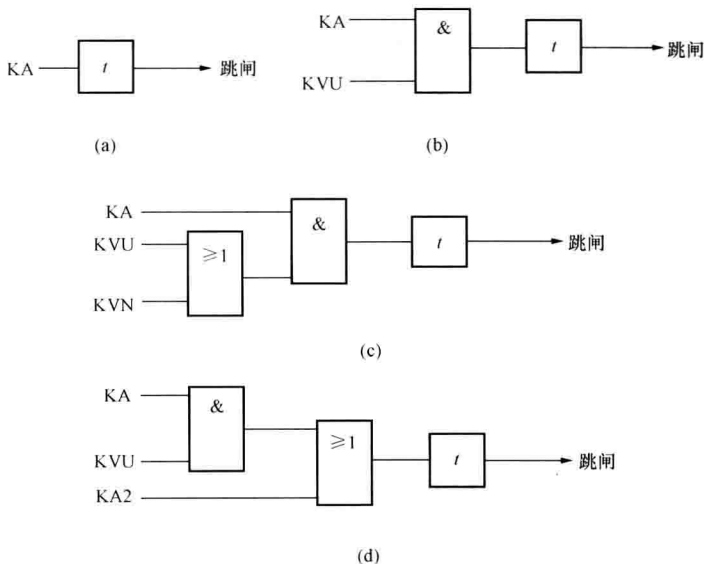


图 6-15 各过电流保护原理示意框图

(a) 过电流保护; (b) 低电压起动的过电流; (c) 复合电压起动的过电流; (d) 负序电流和单相低电压起动的过电流

从各过电流保护原理示意框图中可以看出, 过电流保护最简单, 由电流继电器和时间继电器组成, 经延时动作于跳闸; 低电压起动的过电流保护, 在过电流保护的基础上增加低电压继电器闭锁, 从而降低电流继电器的动作值, 提高保护的灵敏度; 复合电压起动的过电流保护增加负序电压继电器, 是为了提高不对称短路时电压元件的灵敏度, 而在对称短路时的灵敏度与低电压起动的过电流保护相同; 负序电流和单相低电压起动的过电流保护, 主要是为了提高不对称短路时电流元件的灵敏度, 应用在大容量升压变压器和系统联络变压器上。

下面就分别介绍各种过电流保护的工作原理及整定原则。

2. 过电流保护

过电流保护的单相原理接线如图 6-16 所示。其工作原理与线路定时限过电流保护相同, 保护动作后经延时跳开变压器各侧的断路器, 一般用于容量较小的降压变压器。

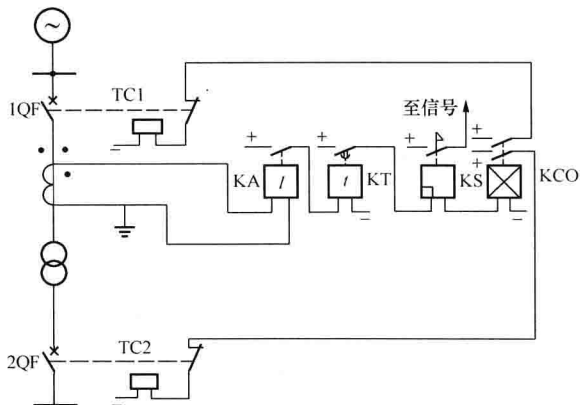


图 6-16 过电流保护单相原理接线图

保护的動作電流應躲過變壓器可能出現的最大負荷電流來整定, 即

$$I_{\text{oper}} = \frac{K_{\text{rel}}}{K_{\text{res}}} I_{\text{l}\cdot\text{max}} \quad (6-18)$$

對並列運行的變壓器, 應考慮突然切除一台時所出現的過負荷。若各台變壓器容量相同, 則一台變壓器的最大負荷電流為

$$I_{\text{l}\cdot\text{max}} = \frac{n}{n-1} I_{\text{N}} \quad (6-19)$$

式中 n —— 並列運行變壓器的台數;

I_{N} —— 每台變壓器的額定電流。

對降壓變壓器, 應考慮負荷中電動機自起動時的最大電流, 則

$$I_{\text{l}\cdot\text{max}} = K_{\text{ss}} I_{\text{N}} \quad (6-20)$$

式中 $I_{\text{l}\cdot\text{max}}$ —— 正常运行時最大負荷電流;

K_{ss} —— 自起動係數, 其值與負荷性質及用戶與電源間的電氣距離有關。對 110kV 降壓變電站的 6~10kV 側, $K_{\text{ss}} = 1.5 \sim 2.5$; 35kV 側, $K_{\text{ss}} = 1.5 \sim 2$ 。

保護動作時限的選擇和靈敏度校驗與定時限過電流保護相同。

過電流保護的動作電流通常較高, 往往不能滿足升壓變壓器或較大容量的降壓變壓器對靈敏度的要求。這時, 可採用低電壓起動的過電流保護。

3. 低電壓起動的過電流保護

低電壓起動的過電流保護接線如圖 6-17 所示。只有在電流元件和低電壓元件同時動作後, 才能起動時間繼電器, 經預定的延時後動作於跳閘。當電壓互感器二次回路發生斷線時, 低電壓繼電器動作後, 起動中間繼電器發出電壓回路斷線信號。

採用低電壓繼電器後, 電流繼電器的動作值就可以不再考慮並聯運行變壓器切除後電動機自起動時可能出現的最大負荷電流, 而是按照躲過變壓器額定電流整定, 即

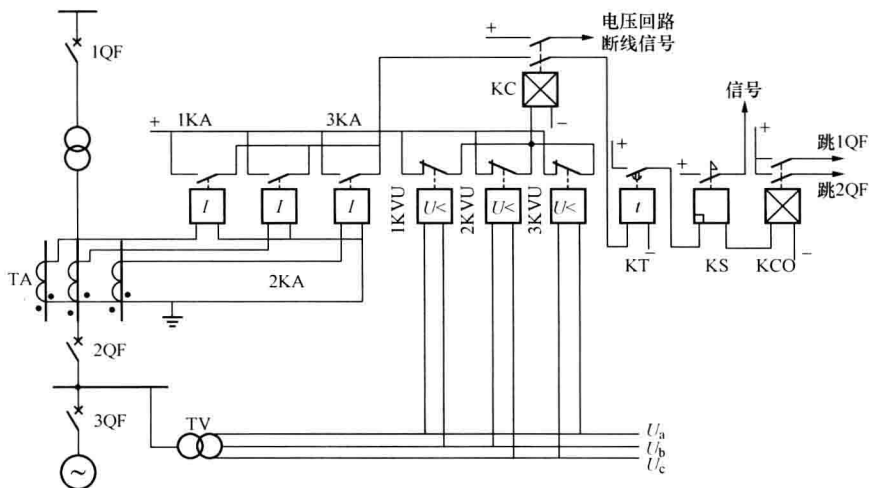


图 6-17 低电压起动的过电流保护原理接线图

$$I_{\text{oper}} = \frac{K_{\text{rel}}}{K_{\text{res}}} I_N \quad (6-21)$$

低电压继电器的动作电压按躲过正常运行时的最低电压整定，并且在外部故障切除后电动机自起动过程中必须可靠返回。根据运行经验，动作电压可取为

$$U_{\text{oper}} = (0.5 \sim 0.6) U_N \quad (6-22)$$

式中 U_N ——变压器的额定线电压。

对于保护装置的灵敏度，应按后备保护范围末端发生短路故障进行校验。电流保护和电压保护的灵敏系数分别为

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{\text{k}\cdot\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{oper}}} \quad (6-23)$$

$$K_{\text{sen}} = \frac{U_{\text{oper}}}{U_{\text{k}\cdot\text{max}}^{(3)}} \quad (6-24)$$

式中 $I_{\text{k}\cdot\text{min}}^{(2)}$ ——后备保护范围末端发生两相金属性短路故障时流过保护的最小短路电流；

$U_{\text{k}\cdot\text{max}}^{(3)}$ ——后备保护范围末端发生三相金属性短路时保护安装处的最大残余线电压。

作近后备保护时，要求 $K_{\text{sen}} \geq 1.3 \sim 1.5$ ；作远后备保护时，要求 $K_{\text{sen}} \geq 1.2$ 。

对于升压变压器，如果低电压继电器只接在一侧的电压互感器上，则另一侧故障时，往往不能满足灵敏度的要求。此时可采用两组低电压继电器分别接在变压器两侧电压互感器上，把两个触点并联的方法，来提高灵敏度。由于这种保护的接线复杂，近年来已广泛采用复合电压起动的过电流保护和负序电流保护。

4. 复合电压起动的过电流保护

复合电压起动的过电流保护宜用于升压变压器、系统联络变压器和过电流保护不满足灵敏度要求的降压变压器。其原理接线如图 6-18 所示。它将低电压起动的过电流保护中的三个低电压继电器改为：一个负序过电压继电器 KVN，用来反应不对称短路；而接于线电压上的低电压继电器 KVU 则用来反应对称短路。

过电流继电器和低电压继电器的整定原则与低电压起动的过电流保护相同。而负序过电

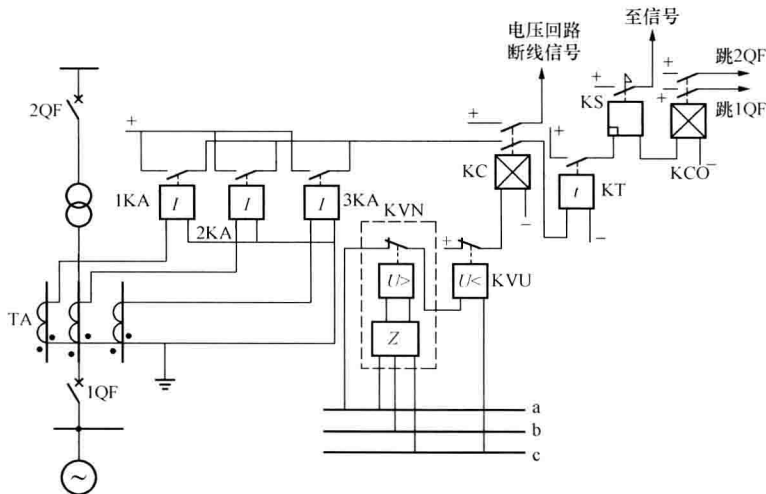


图 6-18 复合电压起动的过电流保护原理接线图

压继电器的动作电压按躲过正常运行时的负序滤过器出现的最大不平衡电压来整定，通常取

$$U_{2.\text{oper}} = (0.06 \sim 0.07) U_N \quad (6-25)$$

灵敏度校验
$$K_{\text{sen}} = \frac{U_{2.\text{min}}}{U_{2.\text{oper}}} \geq 1.2 \quad (6-26)$$

式中 $U_{2.\text{min}}$ —— 后备保护范围末端发生金属性两相短路时保护安装处的最小负序电压。

为了更好地说明其工作原理，图 6-19 画出了复合电压起动的过电流保护的展开图。

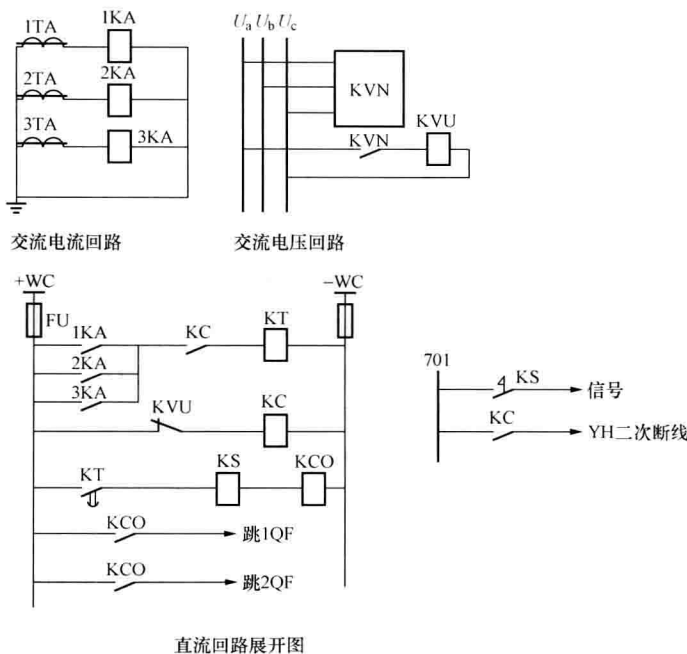


图 6-19 复合电压起动的过电流保护的展开图

正常运行时，因无负序电压，所以负序电压继电器 KVN 不动作，动断触点闭合，将线

电压 U_{ac} 加在低电压继电器 KVV 上, 其动断触点打开, 保护装置不动作。

保护区内发生各种不对称短路故障时, 负序电压滤过器 Z 有较高的输出电压, 故 KVN 动作, 动断触点打开, 低电压继电器 KVV 失压, KVV 动作, 其动断触点闭合, 使中间继电器 KC 励磁。此时, 电流继电器至少有两个动作, 于是起动时间继电器 KT, 经预定延时, 动作于跳闸。

保护区内发生三相短路故障时, 因无负序电压, 所以 KVN 不动作, 同时三相电压均降低, 低电压继电器处于动作状态, 起动中间继电器 KC。KC 起动后, 动作情况与不对称短路相同。应当指出, 即使三相短路故障时短时出现负序电压, 也不会影响保护的正确动作。

当电压互感器二次回路发生断线时, 低电压继电器动作, 而整套保护装置不会动作, 故只通过中间继电器发出断线信号, 由运行人员进行处理。

采用复合电压起动的过电流保护, 提高了电压元件对受电侧不对称短路的灵敏度, 且与变压器线圈的接线方式无关。

5. 负序电流和单相低电压起动的过电流保护

对于大型变压器, 为提高后备保护灵敏度, 必要时可装设负序电流和单相低电压起动的过电流保护。其优点是保护装置的构造简单, 在不对称短路时灵敏度高。

负序电流和单相低电压起动的过电流保护装置的接线如图 6-20 所示。负序电流滤过器 ZAN 和电流继电器 2KA 组成负序电流继电器 KAN、时间继电器 KT、信号继电器 KS 和出口中间继电器 KCO 构成负序电流保护, 用以反应不对称短路故障。低电压继电器 KVV、电流继电器 1KA 和中间继电器 KC 构成单相式低电压起动的过电流保护, 用以反应对称短路故障。

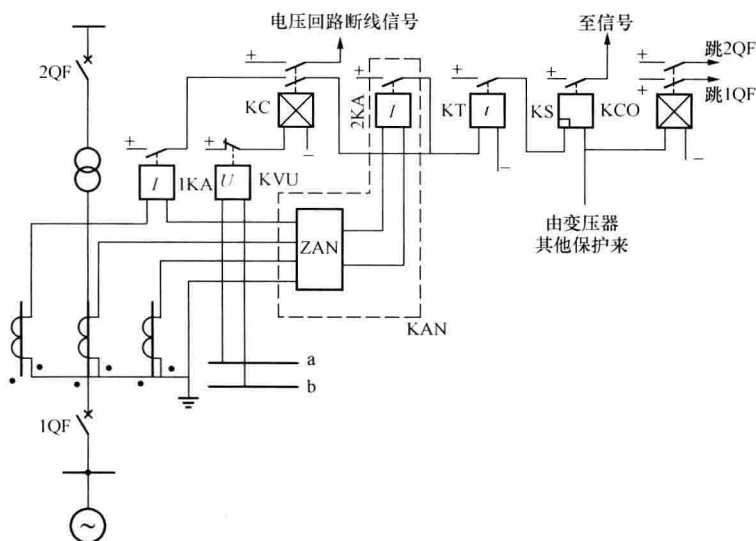


图 6-20 负序电流和单相低电压起动的过电流保护

负序电流继电器的动作电流, 应躲过变压器正常运行时负序电流滤过器输出的最大不平衡电流, 即

$$I_{2.op} = (0.1 \sim 0.2) I_N \quad (6-27)$$

还应躲过与变压器连接线路之一发生单相断线时通过变压器的负序电流。此外负序电流继电器的动作电流还应与相邻元件上的后备保护在灵敏度上相配合。

负序电流继电器的灵敏系数

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{2\cdot\min}}{I_{2\cdot\text{oper}}} \geq 1.25 \quad (6-28)$$

式中 $I_{2\cdot\min}$ ——后备保护范围末端发生不对称短路故障时流过保护最小负序电流。

6. 过负荷保护

变压器长期过负荷运行, 会加速绝缘老化, 影响绕组绝缘的寿命, 因此还应装设过负荷保护。变压器过负荷电流大多数情况下三相是对称的, 因此只装设对称过负荷保护, 即只用一个电流继电器接于任一相电流之中, 动作时经延时作用于信号。

过负荷保护应能反应变压器各绕组的过负荷情况。对双绕组升压变压器应装在发电机电压侧; 对双绕组降压变压器应设在高压侧; 对三绕组升压变压器, 当一侧无电源时, 过负荷保护应设在低压主电源侧和无电源侧, 当三侧都有电源时, 则三侧都装过负荷保护。对于单侧电源的三绕组降压变压器, 若三侧绕组容量相同, 则过负荷保护只装在电源侧; 若三侧绕组容量不同, 则在电源侧和容量较小的一侧分别装设过负荷保护; 对于双侧电源的三绕组降压变压器或联络变压器, 三侧均应设过负荷保护。

过负荷保护的動作电流应躲过变压器额定电流, 即

$$I_{\text{oper}} = \frac{K_{\text{rel}}}{K_{\text{res}}} I_N \quad (6-29)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.05;

K_{res} ——返回系数, 取 0.85;

I_N ——保护安装侧变压器额定电流。

过负荷保护的動作时限, 应比过电流保护的最大时限增加一个时限阶差 Δt , 以防止过负荷保护在外部短路故障及短时过负荷时误发信号。

6.1.6 变压器的接地保护

1. 接地保护概述

电力系统中, 接地故障常常是故障的主要方式, 因此, 大电流接地系统中的变压器, 一般要求在变压器上装设接地(零序)保护, 作为相邻元件及变压器本身主保护的后备保护。

大接地电流系统发生接地短路时, 零序电流的分布和大小与系统中变压器中性点接地的台数和位置有关。对于有两台以上变压器的, 可使部分变压器中性点接地, 以保证在各种运行方式下, 变压器中性点接地的数目和位置尽量维持不变, 从而保证零序保护有稳定的保护范围和足够的灵敏度。

110kV 及以上变压器中性点是否接地运行, 还与变压器中性点绝缘水平有关。220kV 及以上的大型电力变压器, 高压绕组均为分级绝缘, 即中性点绝缘有两种绝缘水平: 一种绝缘水平很低, 例如 500kV 系统中性点绝缘水平为 38kV, 这种变压器只能接地运行; 另一种有较高的绝缘水平, 例如 220kV 变压器中性点绝缘水平为 110kV 的变压器, 可直接接地运行, 也可在电力系统不失去接地点的情况下, 不接地运行。我国 220kV 系统中广泛采用这种中性点有较高绝缘水平的分级绝缘变压器。

2. 中性点有放电间隙的分级绝缘变压器的接地保护

(1) 保护配置、作用及整定。

对于中性点有放电间隙的分级绝缘变压器, 零序保护原理框图如图 6-21 所示。当接地运行时, 应装设零序电流保护; 当不接地运行时, 为防止电网单相接地故障点处出现间隙电弧引起过电压损坏变压器, 应装设零序电压保护; 零序电流元件 $3I_0$ 用来反应放电间隙击穿的情况。当系统发生接地短路时, 中性点接地运行变压器由其零序电流保护动作于切除; 若高压母线上已没有中性点接地运行的变压器时, 中性点将发生过电压可导致放电间隙击穿, 此时中性点不接地运行变压器将由反应间隙放电电流的零序电流保护瞬时动作于切除; 如果中性点过电压不足以使放电间隙击穿, 则可由零序电压保护经延时 t 切除。

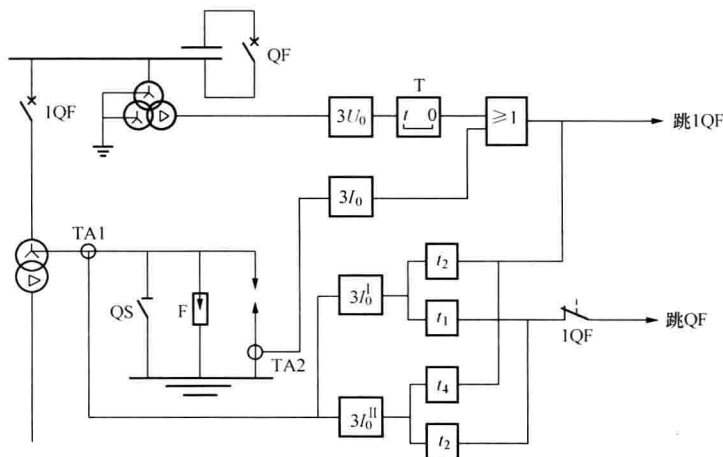


图 6-21 中性点有放电间隙的分级绝缘变压器零序保护的原理框图

1) 零序电流保护。中性点直接接地运行的变压器采用零序电流保护作为变压器接地后备保护。零序电流取自变压器中性点 TA1 电流。零序过电流保护通常采用二段四时限保护, 零序电流保护 I 段与相邻元件零序电流保护 I 段配合; 零序电流保护 II 段与相邻元件零序电流后备保护配合, 每段带有两段时限, 以较短时限 t_1 、 t_3 跳母联断路器减少故障影响范围, 以较长时限 t_2 、 t_4 跳变压器高压侧断路器 1QF。

零序电流 I 段保护的動作电流与相邻元件零序电流 I 段保护動作电流配合整定, 即

$$I_{0\cdot\text{oper}}^{\text{I}} = K_{\text{sui}} K_{\text{b}} I_{0\cdot\text{oper}\cdot\text{L}}^{\text{I}} \quad (6-30)$$

式中 K_{sui} ——配合系数, 取 1.1;

K_{b} ——零序电流分支系数, 其值为在最大运行方式下, 相邻元件零序电流后备保护的保護范围末端发生单相接地短路时, 流过保护的零序电流与流过相邻元件零序电流之比;

$I_{0\cdot\text{oper}\cdot\text{L}}^{\text{I}}$ ——相邻元件零序电流 I 段保护動作电流。

動作时限与相邻元件零序电流 I 段保护时限配合整定, 一般取短时限 $t_1 = 0.5 \sim 1\text{s}$, 长时限 $t_2 = t_1 + \Delta t$ 。

零序电流 II 段保护的動作电流与相邻元件零序电流后备保护配合整定, 即

$$I_{0\cdot\text{oper}}^{\text{II}} = K_{\text{sui}} K_{\text{b}} I_{0\cdot\text{oper}\cdot\text{L}} \quad (6-31)$$

式中 $I_{0\cdot\text{oper}\cdot\text{L}}$ ——相邻元件零序电流后备保护動作电流, 其他系数的含义与式 (6-30) 中相同。

動作时限与相邻元件零序电流后备保护时限配合整定, 一般取短时限 $t_3 = t_{\text{max}} + \Delta t$, 长

时限 $t_4 = t_3 + \Delta t$ ，其中， t_{\max} 为相邻元件零序电流后备保护的最大动作时限。

2) 零序电压保护。对于中性点不接地变压器发生接地时，如果中性点过电压不足以使放电间隙击穿，则可由零序电压保护切除。零序电压元件 $3U_0$ 的动作电压，应低于变压器中性点工频耐受电压（1.8 为暂态系数），即

$$U_{0\cdot\text{oper}} \leq \frac{3K_{\text{rel}}U_w}{1.8n_{\text{TA}}} \quad (6-32)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数，取 0.9；

U_w ——中性点工频耐受电压；

n_{TA} ——电压互感器一次侧相电压与开口三角侧电压之比值。

此外，动作电压还应躲过电网存在接地中性点情况下单相接地短路时的最大零序电压，即

$$U_{0\cdot\text{oper}} \geq \frac{2\beta U_{\text{k}[0]}}{(2+\beta)n_{\text{TV}}} \quad (6-33)$$

式中 β ——系数， $\beta = Z_{\Sigma 0} / Z_{\Sigma 1}$ ，其中 $Z_{\Sigma 0}$ 、 $Z_{\Sigma 1}$ 分别为母线上系统的零序综合、正序综合电抗；

$U_{\text{k}[0]}$ ——短路故障前母线上最大运行相电压。

时间元件 T 的延时，一般取 $t = 0.5\text{s}$ 。

3) 间隙零序电流保护。若高压母线上已没有中性点接地运行的变压器时，中性点将发生过电压可导致放电间隙击穿，此时中性点不接地运行变压器，将由反应间隙放电电流的零序电流保护瞬时动作切除。

零序电流元件 $3I_0$ 的动作电流根据间隙击穿电流的经验数据整定，一般一次值为 100A。

(2) 保护动作行为分析。

对于多台变压器并联运行的变电站，通常用一部分变压器中性点接地，另一部分变压器中性点不接地的运行方式，这样可以将接地故障电流水平限制在合理范围内，同时也使整个电力系统零序电流的大小和分布情况尽量不受运行方式变化的影响，以提高系统零序电流保护的灵敏度。如图 6-22 所示，变压器 T2 和 T3 中性点接地运行，T1 中性点不接地运行。

如图 6-22 中 k1 点发生单相接地故障时，T1 零序电压保护不会起动，由 T2 和 T3 的零序电流保护动作将母联断路器 QF 跳开，各变压器继续运行；k2 点发生单相接地故障时，T2 和 T3 由零序电流保护动作而被切除，T1 由于无零序电流，仍将带故障运行。此时，由于失去接地中性点，变成了中性点不接地系统单相接地故障的情况，将产生接近额定相电压的零序电压，危及变压器和其他电力设备的绝缘。此时若放电间隙没有被击穿，则由零序电压保护经过 0.5s 的延时切除；若放电间隙已经被击穿，则由反应间隙放电电流的零序电流保护瞬时动作切除。

3. 其他情况下的变压器的接地保护

对于中性点不装设放电间隙的分级绝缘变压器，应装设零序电流保护和零序电压保护。

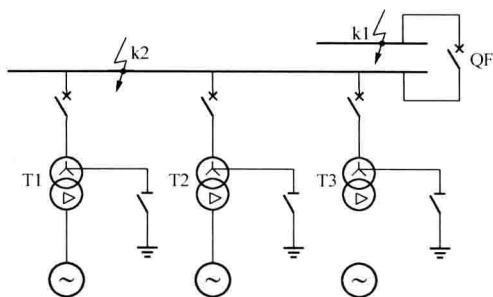


图 6-22 多台变压器并联的变电站

当系统发生接地短路时,中性点接地运行变压器由其零序电流保护动作,以短时限跳母联断路器,长时限跳变压器两侧断路器;零序电压保护动作后,应先切除中性点不接地运行的变压器,后切除中性点接地运行的变压器。

对于全绝缘变压器,因中性点绝缘水平较高,故除按规定装设零序电流保护外,还增设零序电压保护。当发生接地故障时,同样先由零序电流保护动作切除中性点接地的变压器,若故障依然存在,再由零序电压保护切除中性点不接地的变压器。

对于中性点直接接地运行的变压器,可采用零序电流保护。保护动作后以短时限跳开母联断路器或分段断路器,以长时限跳开变压器两侧断路器。

6.1.7 三绕组变压器保护的特点

由于三绕组变压器的故障类型与双绕组变压器相同,所以保护方式也基本相同。但因三绕组变压器多了一个中压绕组,因此,三绕组变压器在保护的配置和构成原则上与双绕组变压器是有差异的。下面分别说明纵差动保护和过电流保护的特点。

1. 纵差动保护的特点

三绕组变压器的纵差动保护的原理与双绕组完全相同。图 6-23 为纵差动保护的单相原理接线图及其在不同情况下的电流分布。在正常运行及外部故障时,流入差动继电器的电流理想情况下为 $\dot{I}_k = \dot{I}'_1 + \dot{I}'_3 - \dot{I}'_2 = 0$, 保护不动作,如图 6-23 (a) 所示;在内部故障时,流入差动继电器的电流为 $\dot{I}_k = \dot{I}'_1 + \dot{I}'_3 + \dot{I}'_2$, 保护动作,如图 6-23 (b) 所示。实际上在正常运行及外部故障时,流入差动继电器的电流为不平衡电流,除了采取与双绕组变压器同样的措施来减小不平衡电流外,还要注意以下几点。

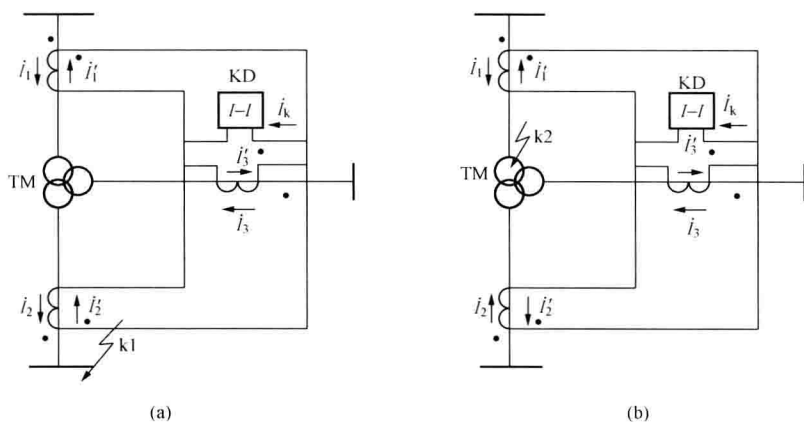


图 6-23 三绕组变压器纵差动保护的单相原理接线图及其电流分布

(a) 正常运行及外部故障时电流分布; (b) 内部故障时电流分布

(1) 应认真选定各侧电流互感器的变比,以保证在正常运行和外部短路故障时流入继电器的电流尽可能小。

(2) 因外部短路故障时,故障点侧电流互感器上流过各侧短路电流的总和,从而使电流互感器的误差加大,所以三绕组变压器纵差动保护的不平衡电流也较大。为提高灵敏度,一般应采用带制动特性的 BCH-1 型差动继电器。

(3) 由于电流互感器的计算变比与标准变比不同,所以不平衡电流产生是不可避免的。

这时可采用差动继电器的平衡线圈来补偿。具体方法是将两个平衡线圈接在二次回路电流较小的两侧进行补偿。

2. 过电流保护的特点

当三绕组变压器外部发生短路故障时,为尽可能缩小停电范围,过电流保护应有选择地只跳开故障侧的断路器,以保证其他两侧继续运行。如果变压器内部发生短路故障,则过电流保护应起到后备作用。所以三绕组变压器的过电流保护应按如下原则配置。

(1) 单侧电源的三绕组变压器,过电流保护宜装于电源侧及主负荷侧,例如Ⅰ侧及Ⅲ侧,Ⅲ侧以 t_3 延时跳开 3QF;Ⅰ侧有两个时限 t_1 和 t_2 ,以 t_2 时限跳开 2QF,以 t_1 时限跳开变压器各侧断路器。且动作时限满足 $t_3 < t_2 < t_1$,即 $t_2 = t_3 + \Delta t$, $t_1 = t_2 + \Delta t$ 的要求,如图 6-24 所示。

当Ⅲ侧 k3 点发生短路故障时,保护经 t_3 时限跳开 3QF,使Ⅰ、Ⅱ两侧继续运行。当Ⅱ侧 k2 点发生短路故障时,保护经 t_2 时限跳开 2QF,使Ⅰ、Ⅲ两侧继续运行。如果变压器内部发生短路故障而主保护拒动,则经 t_1 时限跳开三侧断路器,使变压器退出运行。

(2) 对于多侧电源的三绕组变压器,应在三侧装设过电流保护,同时在动作时限最小的一侧加装方向元件,保护的正方向为短路电流由变压器流向该侧母线,以保证动作的选择性。如图 6-25 所示Ⅰ、Ⅲ两侧有电源时,设过电流保护的動作时限分别为 t_1 、 t_2 和 t_3 ,且 $t_1 < t_2 < t_3$,则当Ⅰ侧母线上发生短路故障时,Ⅰ侧的电流元件和方向元件动作,经 t_1 时限跳开 1QF,保证Ⅱ、Ⅲ两侧继续运行。当Ⅱ侧母线上发生短路故障时,Ⅰ侧的方向过电流保护不动作,由于 $t_2 < t_3$,Ⅱ侧的过电流保护动作,经 t_2 时限跳开 2QF,保证Ⅰ、Ⅲ两侧继续运行。当Ⅲ侧母线上发生短路故障时,同样Ⅰ侧的方向过电流保护不动作,经 t_3 时限跳开 3QF,保证Ⅰ、Ⅱ两侧继续运行。

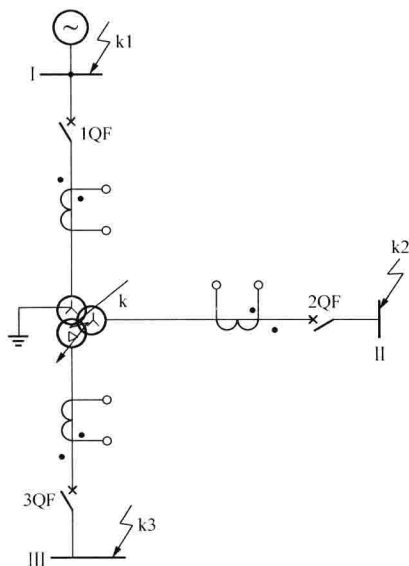


图 6-24 单侧电源三绕组变压器过电流保护配置图

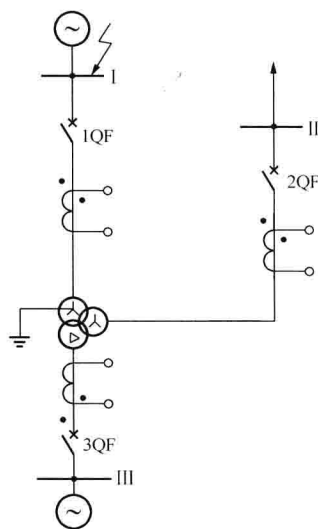


图 6-25 双侧电源三绕组变压器过电流保护配置图

当变压器内部发生短路故障而主保护拒动时,只有Ⅲ侧过电流保护经 t_3 时限跳开 3QF,

因Ⅰ侧的方向过电流保护此时不会动作,所以故障无法消除。为此,Ⅰ侧需另增设不带方向的过电流保护,其动作时限 t'_1 ,应比 t_1 、 t_2 、 t_3 都大。 t'_1 时限的时间元件动作后,跳开变压器三侧断路器,起到了主保护的后备作用。

6.1.8 变压器的过励磁保护

1. 变压器的过励磁

由电机学可知,变压器绕组的感应电压为

$$U = 4.44fNSB \times 10^{-4} \quad (6-34)$$

式中 f ——系统频率;

B ——磁感应强度。

对给定的变压器而言,绕组匝数 N 和铁芯截面 S 是常数。令 $K = \frac{1 \times 10^4}{4.44NS}$,则式(6-34)可写为

$$B = K \frac{U}{f} \quad (6-35)$$

式(6-35)表明,当系统电压升高或系统频率降低时,都会引起铁芯中磁感应强度增大。变压器过励磁就是指铁芯磁感应强度过大的一种工况。显然,多种原因都会引起系统电压升高、频率降低,如发电机—变压器组并入系统前运行人员误操作使发电机电压过高、切机过程中灭磁开关拒动、机组跳闸后自动调节励磁装置失灵和正常运行中突然甩负荷使电压迅速上升而频率由于汽轮机调速系统的惯性上升缓慢等,都导致铁芯中磁感应强度增大。

现代大型电力变压器的铁芯都采用冷轧硅钢片,选择额定磁感应强度与饱和磁感应强度相差不多。当比值 U/f 增大时,工作磁感应强度 B 就增大,励磁电流随之增大,并导致铁芯饱和。铁芯饱和后,励磁电流更加增大。励磁电流可能达到额定负荷电流的水平,这种情况是相当危险的,因为铁芯饱和时励磁电流具有非正弦的波形,大量的高次谐波分量电流使得铁芯及其他金属构件中涡流损耗大为增加,导致变压器严重发热,其后果是使变压器绝缘劣化,寿命降低,甚至会在短时间内使变压器烧坏。因此,现代大型电力变压器应当配置过励磁保护。

2. 过励磁保护的工作原理

变压器过励磁情况可用过励磁倍数来表示,即

$$n = \frac{B}{B_N} = \frac{U}{U_N} \times \frac{f_n}{f} = \frac{U}{f} \quad (6-36)$$

过励磁倍数等于电压标幺值与频率标幺值的比值。由于各种变压器采用的绝缘材料和制造工艺不完全相同,所以允许的过励磁倍数与时间的关系曲线(即过励磁倍数曲线)有差异,图6-26示出了某电力变压器允许过励磁倍数曲线。可以看出,当过励磁倍数 n 越大时,变压器过励磁允许持续时间 t 越短;反之, n 越小则 t 越长。即过励磁倍数曲线呈反时限特性。

要实现过励磁保护,应测量 U/f 值,测量原理如图6-27所示。其中T为中间变压器,输入电压取自电压互感器,其二次侧接RC串联回路。电容 C 上电压可表示为

$$U_C = \frac{n_T U}{n_{TV} \sqrt{(2\pi fRC)^2 + 1}} \quad (6-37)$$

式中 U ——变压器高压侧母线电压;

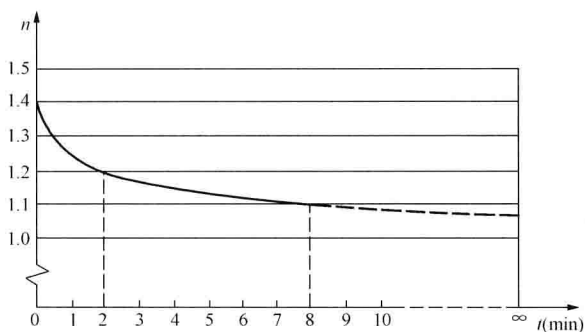


图 6-26 变压器允许过励磁倍数曲线

n_T —— 中间变压器 T 的变比；

n_{TV} —— 电压互感器变比。

选择电路参数时，有 $2\pi fRC \gg 1$ ，则式 (6-38) 可改写成

$$U_C = \frac{n_T U_N}{n_{TV} 2\pi f_N RC} \times \frac{U_*}{f_*} = K' \frac{U_*}{f_*} = K' n \quad (6-38)$$

式中 U_N —— 变压器高压侧母线额定电压；

f_N —— 电网额定频率；

K' —— 系数， $K' = \frac{n_T U_N}{n_{TV} 2\pi f_N RC}$ ，V。

可见， U_C 的大小可反映变压器的过励磁状况。



图 6-27 变压器过励磁保护原理图

在过励磁保护方式上，可以是瞬时特性，如图 6-27 所示。当 U_C 的整流值大于整电压 U_{set} 时，执行元件动作，发出过励磁信号或作用于跳闸。过励磁保护也可以是定时限特性，通常分为两段。第Ⅰ段， $n=1.1\sim 1.2$ 、 $t=5s$ ，动作于减励磁；第Ⅱ段， $n=1.2\sim 1.4$ 、 $t=120s$ ，动作于跳闸。当然，过励磁保护采用反时限特性，更符合过励磁的实际情况，且实现并不困难，只要增加一级反时限特性形成电路即可。

6.2 发电机保护

6.2.1 发电机的故障类型、不正常运行状态和保护方式

同步发电机是电力系统中十分重要而昂贵的电力设备，它的安全运行对保证电力系统的正常工作和电能质量起着决定性作用。然而，发电机在运行过程中，其定子绕组和转子回路都可能出现故障或异常情况。当故障发生后，对系统的影响较大，同时修复工作复杂且工期长，经济损失也较大。因此，发电机必须装设专门的、性能完善的继电保护装置。

1. 发电机常见故障

(1) 发电机运行中定子绕组有可能发生相间短路, 短路电流流过故障点可能产生高温电弧烧毁发电机, 甚至引起火灾。

(2) 发电机定子绕组还可能发生一相匝间短路, 这种故障的机会虽然不多, 但一旦发生将产生很大环流, 引起故障处温度升高, 从而使绝缘老化, 甚至击穿绝缘发展为单相接地或相间短路, 扩大发电机损坏范围。

(3) 发电机定子绕组单相接地, 是指定子绕组碰壳, 这时流过定子铁芯的电流为发电机和发电机电压系统的电容电流之和。当这一电流较大时, 特别是大型发电机, 可能使铁芯局部熔化, 修复铁芯工作复杂且修复工期长。

(4) 发电机转子绕组一点接地, 由于没有构成电流通路, 对发电机没有直接危害, 但若再发生另一点接地时, 就造成两点接地, 从而使转子绕组被短接, 不但会烧毁转子绕组, 而且由于部分绕组短接会破坏磁路的对称性, 从而引起发电机的强烈振动, 尤其是凸极式转子的水轮发电机和同步调相机两点短路, 特别危险。

2. 发电机的不正常工作状态

(1) 转子失磁。由于转子绕组断线、励磁回路故障或灭磁开关误动等原因, 造成转子失磁。失磁后, 在转入异步运行时, 定子电流增大、电压下降、有功功率下降、无功功率反向等, 这些电气量的变化, 在一定条件下, 将破坏电力系统稳定运行, 威胁发电机本身安全(定子端部过热)。

(2) 过电流。由于外部短路、非同期合闸以及系统振荡等原因引起的过电流。

(3) 过负荷。由于负荷超过发电机额定值, 或负序电流超过发电机长期允许值所造成的对称或不对称过负荷。

(4) 过电压。发电机突然甩负荷引起过电压, 特别是水轮发电机, 因其调速系统惯性大和中间再热式大型汽轮发电机功频调节器的调节过程比较迟缓, 在突然甩负荷时, 转速急剧上升从而引起过电压。

(5) 逆功率。当汽轮发电机主汽门突然关闭而发电机断路器未断开时, 发电机变为从系统吸收有功而过渡到同步电动机运行状态, 这对发电机并无危害, 但对汽轮机叶片特别是尾叶, 由于鼓风损失, 叶片有可能过热而损坏。

(6) 发电机失步。发电机失步时, 发电机与系统发生振荡, 当振荡中心落在发电机—变压器组内时, 高、低压母线电压将大幅度波动, 严重威胁厂用电的安全。此外, 振荡电流会使定子绕组过热, 并使其端部遭受机械损伤。

(7) 频率降低。当系统频率降低到汽轮机叶片的自振频率时, 将导致叶片共振, 使叶片疲劳甚至出现断裂。此外, 频率降低还会引起发电机、变压器的过励磁。

3. 发电机的继电保护配置

为了保证电力系统安全稳定运行, 并将故障或不正常运行状态的影响限制到最小范围, 按照 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的规定, 发电机应装设以下保护装置。

(1) 电流速断保护或纵差动保护。按发电机容量大小和是否接入电网, 其可分为装设反应定子绕组及其引出线相间短路的电流速断保护或纵差动保护, 动作于停机。对容量在 1MW 以上的发电机应装设纵差动保护。

(2) 定子绕组匝间短路保护。根据发电机定子绕组的接线形式和中性点分支引出端子的情况,其可分为装设反应定子绕组匝间短路的单元件横差动保护或零序电压保护、转子二次谐波电流保护,动作于停机。

(3) 后备保护。根据发电机的容量,应装设反应外部相间短路故障和发电机主保护的后备保护。对于容量在 1MW 及以下的发电机,应装设过电流保护;容量在 1MW 以上的发电机宜装设复合电压起动的过电流保护;容量在 50MW 及以上的发电机可装设负序电流保护和单元件低电压起动的过电流保护,当灵敏度不满足要求时,可采用低阻抗保护。保护以较短时限动作于母联断路器或分段断路器(以缩小故障影响范围)或解列,以较长时限动作于停机。

(4) 负序电流保护。发电机应装设反应不对称负荷、非全相运行和外部不对称短路故障的负序电流保护。保护动作于信号或解列或程序跳闸。

(5) 定子绕组单相接地保护。定子绕组单相接地时,若接地电流超过规定值应装设消弧线圈,将接地电流补偿到允许值后再装设接地保护。在发电机—变压器组接线中,对于容量在 100MW 以下的发电机保护区应不小于 90%;对于容量在 100MW 及以上的发电机,保护区应为 100%。保护动作于信号或停机。

(6) 励磁回路一点接地和两点接地保护。对于汽轮发电机组,应装设励磁回路一点接地保护和两点接地保护,一点接地保护动作于信号,两点接地保护动作于停机。对于一点接地,有时也可采用反应励磁回路一点接地的定期检测装置来代替一点接地保护。对于水轮发电机,应装设一点接地保护,且保护动作于停机。

(7) 失磁保护。对于容量在 100MW 以下不允许失磁运行的发电机,当采用直流励磁机时,应在灭磁开关断开时联锁断开发电机断路器,采用半导体励磁系统时,应装设失磁保护。此外,容量在 100MW 以上的发电机也应装设失磁保护。对于水轮发电机,保护动作于解列灭磁;对于汽轮发电机,保护动作于减出力,以便缩短异步运行时间尽快恢复同步运行,在不允许继续异步运行或失磁后母线电压低于允许值时,保护动作于解列灭磁。

(8) 定子绕组、励磁绕组过负荷保护。在定子绕组、励磁绕组上应装设定时限和反时限过负荷保护。定时限过负荷保护动作于信号或自动减负荷、降低励磁电流。反时限过负荷保护动作于解列或程序跳闸、解列灭磁。

(9) 过电压保护。对于水轮发电机和容量在 200MW 及以上汽轮发电机,应装设定子过电压保护。保护动作于解列灭磁。

(10) 逆功率保护。对于容量在 200MW 及以上的汽轮发电机,宜装设逆功率保护。保护带时限动作于信号,经长时限动作于解列。

(11) 低频保护。对于容量在 300MW 及以上的汽轮发电机应装设低频保护。保护动作于信号并能显示低频运行的累计时间。

(12) 失步保护。对于容量在 300MW 及以上的发电机,需装设失步保护。保护通常动作于信号或解列。

4. 发电机保护的出口方式

发电机保护的出口方式有停机、解列灭磁、解列、减出力、程序跳闸。

停机:是指断开发电机断路器、灭磁,对汽轮发电机还要关闭主汽门,对水轮发电机还要关闭导水翼。

解列灭磁：是指断开发电机断路器、灭磁，汽轮机甩负荷。

解列：是指断开发电机断路器，汽轮机甩负荷。

减出力：是指将原动机出力减到给定值。

程序跳闸：对汽轮发电机来说，是指首先关闭主汽门，待逆功率继电器动作后，再跳开发电机断路器并灭磁；对水轮发电机，是指首先将导水翼关到空载位置，再跳开发电机断路器并灭磁。

6.2.2 发电机纵联差动保护

1. 纵差动保护的分类

发电机纵差动保护按由差动元件两侧输入电流的不同，可以分成完全纵差保护和不完全保护两类。其交流接入回路分别如图 6-28 (a) 和图 6-28 (b) 所示，图中 K_a 、 K_b 、 K_c 分别为发电机 A、B、C 三相的差动元件。

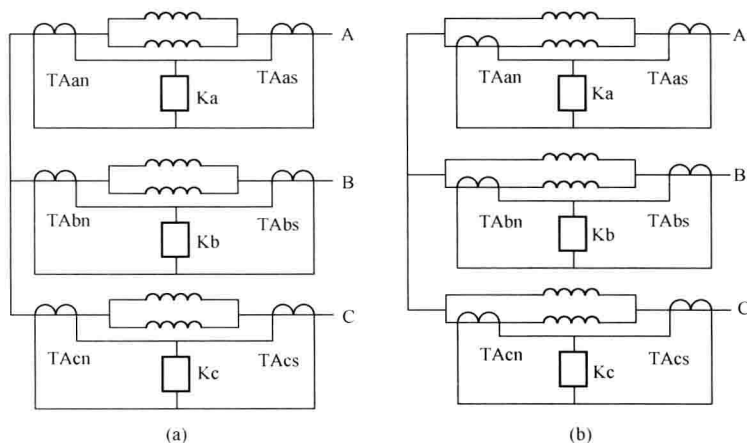


图 6-28 发电机纵差保护的交流接入回路

发电机完全纵差保护，是发电机相间故障的主保护。由于差动元件两侧 TA 的型号、变比完全相同，受其暂态特性的影响相对较小，其动作灵敏度也较高。但不能反应定子绕组的匝间短路及定子线棒开焊。

发电机不完全纵差保护，除能保护定子绕组的相间短路之外，还能反应定子线棒开焊及定子绕组某些匝间短路。但是，由于在中性点侧只引入定子绕组的一分支或几分支的电流，故在整定计算时，还应考虑各分支电流不相等时产生的差流。另外，当差动元件两侧 TA 型号不同及变比不同时，受系统暂态过程的影响较大。

对于中、小容量的发电机采用完全纵差保护，差动元件采用带有速饱和变流器的差动继电器（如 BCH-2）构成；对于大型机组为了提高保护的灵敏度，需采用具有比率制动式的差动保护。下面就分别叙述这两种保护的原理、整定计算及应用。

2. 用 BCH-2 型继电器构成的纵联差动保护

(1) 纵联差动保护原理接线。在中、小型发电机中，常采用 BCH-2 型继电器构成的带有断线监视的发电机纵联差动保护，如图 6-29 所示，由于发电机两侧电流互感器型号、变比相同等原因，发电机纵差动保护的不平衡电流要比变压器的小。它主要是由接于差动回路的三只 BCH-2 型差动继电器 1KD、2KD、3KD 和一只接于中性线的电流继电器 KA 等

组成。为了扩大纵差保护范围,电流互感器 TA1 应尽量靠近断路器 QF。

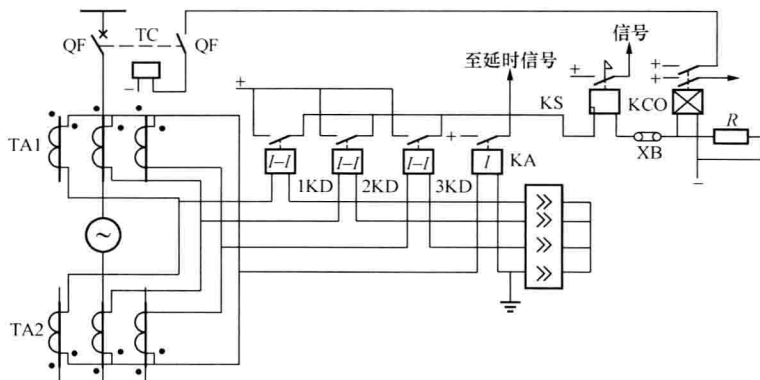


图 6-29 采用 BCH—2 型差动继电器构成的发电机纵差动保护原理接线图

(2) 参数整定计算。

1) 纵差保护动作电流的整定。纵差保护动作电流应按下面两个条件进行整定计算,取其中较大者作为差动保护的整定值。

a) 躲过外部短路时的最大不平衡电流,即

$$I_{\text{oper}\cdot k} = K_{\text{rel}} I_{\text{unb}\cdot \text{max}} = 10\% K_{\text{rel}} K_{\text{np}} K_{\text{st}} I_{\text{k}\cdot \text{max}} / n_{\text{TA}} \quad (6-39)$$

式中 10%——电流互感器的误差;

K_{rel} ——可靠系数,取 1.3;

K_{np} ——非周期分量影响系数,采用 BCH—2 型继电器时,取 1;

K_{st} ——同型系数,取 0.5;

$I_{\text{k}\cdot \text{max}}$ ——外部短路故障时由发电机供给的最大短路电流;

n_{TA} ——电流互感器的变比。

b) 为避免电流互感器二次回路断线时误动作,保护的動作电流应大于发电机的额定电流,即

$$I_{\text{poer}} = K_{\text{rel}} I_{\text{N}} \quad (6-40)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,取 1.3;

I_{N} ——发电机的额定电流。

2) 灵敏度校验。按单机运行时,发电机出口两相短路来校验差动保护的灵敏度,即

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{\text{k}\cdot \text{min}}^{(2)}}{I_{\text{oper}}} \geq 2 \quad (6-41)$$

式中 $I_{\text{k}\cdot \text{min}}^{(2)}$ ——发电机出口两相短路时,流经保护的最小两相短路电流。

(3) 断线监视部分的整定。

监视断线的电流继电器的动作电流,应按躲过正常运行时的不平衡电流来整定,根据运行经验,一般取

$$I_{\text{poer}} = 0.2 I_{\text{N}} \quad (6-42)$$

为了防止外部短路时,断线监视继电器误发信号,KA 动作后应延时发出信号,其动作时限应大于发电机后备保护最大延时。

3. 发电机微机型纵差动保护

(1) 纵差动保护的构成及逻辑框图。目前,按照构成原理不同,发电机微机型纵差动保护广泛采用比率制动式差动保护和标积制动式差动保护。纵差动保护均采用由三个差动元件构成的分相差动保护。由于发电机电压系统是小电流接地系统(单相接地故障电流很小),故保护的出口既可以采用单相出口方式,也可以采用循环闭锁出口方式。逻辑框图如图6-30所示。

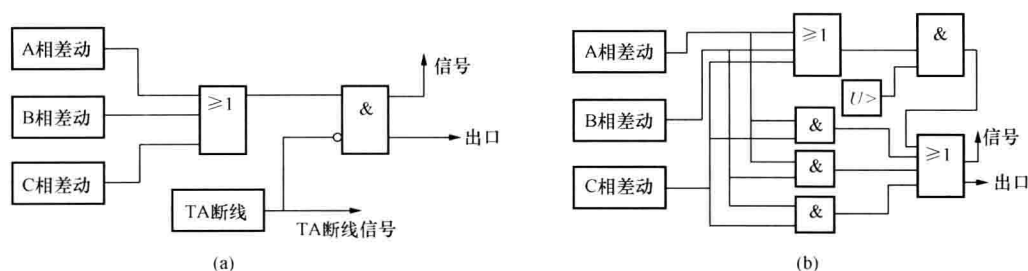


图 6-30 发电机纵差动保护逻辑框图

(a) 单相出口方式; (b) 循环闭锁出口方式

所谓循环闭锁出口方式,是指在三个相差动元件中,只有两个或三个元件动作后,保护才作用于出口。另外,为防止由于发电机两相接地(一个接地点在差动保护区内,另一个接地点在差动保护区外)而造成两相短路时差动保护拒绝出口,一般采用由负序电压元件去解除循环闭锁措施。此时,当负序电压元件动作之后,只要有一相差动元件动作,保护就动作于出口。

另外,采用两相差动元件保护出口,可防止差动 TA 二次出口一相接地或二次断线时致使差动保护误动。

(2) 差动元件的作用原理。目前,在国内生产及广泛应用的发电机差动保护装置,为提高区内故障时的动作灵敏度及确保区外故障时可靠不动作,一般采用具有二段折线式动作特性的差动元件。其动作方程为

$$\left. \begin{aligned} I_d &\geq I_{\text{oper.0}} & I_{\text{res}} &\leq I_{\text{res.0}} \\ I_d &\geq S(I_{\text{res}} - I_{\text{res.0}}) + I_{\text{oper.0}} & I_{\text{res}} &> I_{\text{res.0}} \end{aligned} \right\} \quad (6-43)$$

式中 I_d ——差动电流,完全纵差: $I_d = |\dot{I}_S + \dot{I}_N|$, 不完全纵差: $I_d = |\dot{I}_S + K \dot{I}_N|$;

I_{res} ——制动电流,完全纵差: $I_{\text{res}} = \frac{|\dot{I}_S - \dot{I}_N|}{2}$; 不完全纵差: $I_{\text{res}} = \frac{|\dot{I}_S - K \dot{I}_N|}{2}$ 。

标积制动式完全纵差时: $I_{\text{res}} = \sqrt{I_N I_S \cos(180^\circ - \varphi)}$; 标积制动式不完全纵差时: $I_{\text{res}} = \sqrt{I_N K I_S \cos(180^\circ - \varphi)}$;

K ——由中性点流过的差动 TA 的电流与中性点全电流的比值;

φ —— \dot{I}_N 与 \dot{I}_S 间的相位差;

S ——比率制动系数;

$I_{\text{res.0}}$ ——拐点电流,开始制动时的最小制动电流;

$I_{\text{oper.0}}$ ——初始动作电流(也称起动电流或最小动作电流);

\dot{I}_N, \dot{I}_S ——中性点及机端差动 TA 的二次电流。

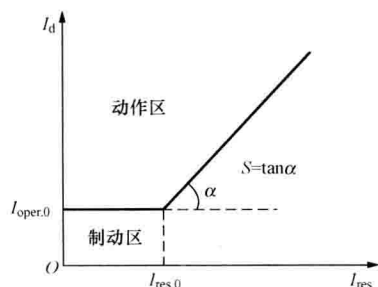


图 6-31 发电机纵差动保护动作特性

(3) 动作特性。具有两段折线式发电机纵差保护的動作特性如图 6-31 所示。其中, $I_{oper,0}$ 为最小動作电流; $I_{res,0}$ 为拐点电流; I_d 为動作电流 (差电流); I_{res} 为制动电流; S 为比率制动系数, $S = \tan \alpha$ 。

由图 6-31 可以看出, 纵差保护的動作特性由两部分组成, 即无制动部分和有制动部分。这种動作特性的优点是: 在区内故障电流小时, 它具有很高的動作灵敏度; 在区外故障时, 它具有较强的躲过暂态不平衡电流的能力。

(4) 比率制动式差动保护整定原则。由图 6-31 所示纵差保护的動作特性可以看出, 对其定值的整定, 主要是确定其构成的三要素, 即比率制动系数 S 、最小動作电流 $I_{oper,0}$ 和拐点电流 $I_{res,0}$ 。

1) 最小動作电流 $I_{oper,0}$ 。对于動作特性为二段或多段折线式的纵差动保护, 最小動作电流实质是无制动时的動作电流。

对 $I_{oper,0}$ 的整定原则是, 能躲过正常工况下的最大不平衡电流, 即

$$I_{oper,0} = K_{rel}(K_1 + K_2)I_N \quad (6-44)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数, 通常取 1.5~2;

K_1 ——TA 变比误差, 10P 级互感器误差为 0.03, 故 K_1 可取 0.06 (考虑两侧 TA 正、负误差);

K_2 ——保护装置通道传输变换及调整误差, 由于每个差动元件有两路通道, 故可以取 $2 \times 0.05 = 0.1$;

I_N ——发电机额定电流, TA 二次值。

将以上各值代入式 (6-44) 可得 $I_{oper,0} = (0.24 \sim 0.32)I_N$, $I_{oper,0}$ 一般取 $0.3I_N$ 。

对于不完全纵差保护, 还应考虑每相分支电流的不平衡, 故还应适当提高定值。

2) 拐点电流 $I_{res,0}$ 。理论上分析, 外部故障时短路电流总比发电机的额定电流大, 因此其纵差保护的拐点电流应大于或等于其额定电流。但是, 由于差动保护的初始動作电流是按照躲过发电机正常工况下的不平衡电流来整定的, 未考虑暂态过程的影响, 故在外部故障切除后的暂态过程中, 若无制动作用, 则差动保护有可能不正确動作。

在外部故障切除后的暂态过程中, 由于差动两侧 TA 二次的暂态特性不能完全相同, 致使差动两侧电流之间的相位发生变化, 从而使不平衡电流增大。此时, 若拐点电流 $I_{res,0}$ 过大, 由于外部故障切除后发电机电流小于额定值而无制动作用可能致使差动保护误动。为防止区外故障切除瞬间差动保护误动, 应使拐点电流适当减小。运行实践表明, $I_{res,0}$ 取 $(0.3 \sim 0.8)I_N$ 是适宜的。

3) 比率制动系数 S 。比率制动系数的取值原则, 应按差动元件躲过发电机外部三相短路时产生的最大不平衡电流来整定。

区外三相短路时, 差动元件可能产生的最大不平衡电流为

$$I_{unb} = (K_1 + K_2 + K_3)I_{k,max}^{(3)} \quad (6-45)$$

式中 I_{unb} ——最大不平衡电流, 即最大差流;

$I_{k.\max}^{(3)}$ ——出口三相最大短路电流；

K_1 ——TA 误差，按 10% 取；

K_2 ——通道的变换及传输误差，取 0.1；

K_3 ——两侧 TA 暂态特性不一定产生的误差，取 0.1。

将各值代入式 (6-45) 得

$$I_{\text{unb}} = 0.3I_{k.\max}^{(3)}$$

若不计拐点电流，由图 6-31 可以看出，对应于最大差流 $0.3I_{k.\max}^{(3)}$ ，当动作边界曲线过最大不平衡点时（纵坐标为 $0.3I_{k.\max}^{(3)}$ ，而横坐标为 $I_{k.\max}^{(3)}$ ，当动作特性曲线的斜率为

$$K = \frac{0.3I_{k.\max}^{(3)}}{I_{k.\max}^{(3)}} = 0.3$$

为使出口三相短时差动元件不误动，则差动元件动作特性的斜率为

$$S = K_{\text{rel}} \times 0.3 \quad (6-46)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数，通常取 1.3~1.4。

代入式 (6-46) 得 $S=0.39\sim0.42$ ，建议取 0.4。

对于不完全纵差保护，当两侧差动 TA 型号不同时，可取 $S=0.5$ 。

6.2.3 同步发电机定子绕组匝间短路保护

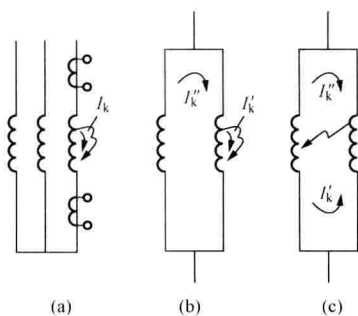


图 6-32 定子绕组匝间短路形式

(a) 同一绕组匝间短路；(b) 同一分支绕组的匝间短路；(c) 分支绕组间的匝间短路

在容量较大的发电机中，每相绕组有两个并联支路，每个支路的匝间或支路之间的短路称为匝间短路。同步发电机定子绕组匝间短路的形式有同一分支绕组中的匝间短路和一相中不同分支绕组间的匝间短路。如图 6-32 所示。当发生匝间短路时，除短路点有电弧外，短路匝中流过的短路电流可能超过机端三相短路电流很多，这是一种严重故障，如不及时切除发电机，将发展成定子绕组单相接地或相间短路故障，烧坏铁芯和定子绕组，对发电机造成严重的影响。而这时发电机纵差动保护不能动作。因此，对发电机定子绕组的匝间短路故障，要求发电机装设匝间短路保护并兼作定子绕组开焊事故保护。

1. 单元件式横联差动保护（习惯简称横差保护）

(1) 横差保护接线及原理。当发电机定子绕组为双星形接线，且中性点侧有 6 个引出端子时，匝间短路保护一般均采用单元件式的横差保护。

横差保护原理接线如图 6-33 所示。在两个中性点连线上装一只电流互感器 TA，其二次侧通过 3 次谐波滤过器 Z 接到电流继电器上。正常运行及外部短路时，两中性点连线上存在由于电动势不对称产生的基波零序电流和发电机电动势中 3 次谐波所产生的不平衡电流。为消除不平衡电流中的 3 次谐波的影响，降低动作电流，以便提高保护灵敏度，在继电器设有 3 次谐波滤过器 Z。当差动继电器的动作电流按躲过不平衡电流整定时，保护装置在正常运行以及外部短路时，不会动作。

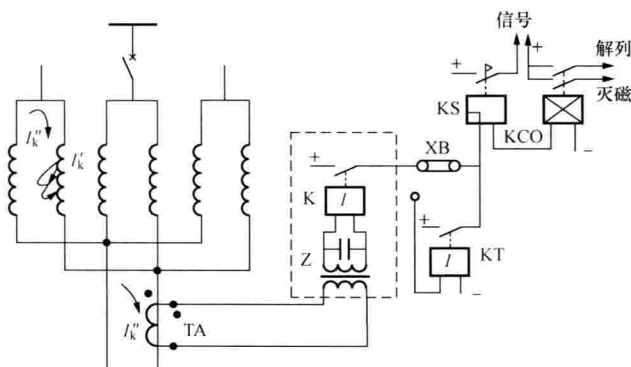


图 6-33 单元件式横差保护原理接线图

当在同一个分支发生匝间短路时，如图 6-34 (a) 所示，由于同相两分支电动势不等，故有电流 I_k 流过中性点连线上的电流互感器，若该电流大于继电器的动作电流时，横差保护动作。

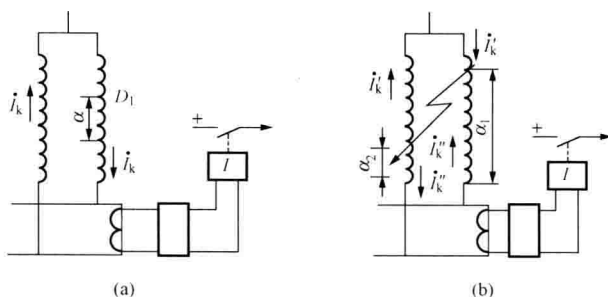


图 6-34 发生匝间短路时电流分布

当不同分支间发生短路，如图 6-34 (b) 所示，则构成上、下两个闭合回路。当 $\alpha_1 \neq \alpha_2$ 时，在上、下两闭合回路分别产生电流，此时两中性点连线上有电流 I_k'' 流过继电器，如大于继电器动作电流时，保护装置动作。

当同一个分支短路匝数 α 很小，或不同分支间短路时 α_1 与 α_2 相差不大，致使环流数值可能小于继电器动作值，保护装置不动作，即保护存在死区。

当励磁回路两点接地时，由于转子磁场对称性遭受破坏，使定子同相不同槽的两并联支路线圈中电动势不相等，将引起横差保护误动。但励磁回路两点接地时，产生激烈振动，烧毁转子铁芯，因此横差保护动作也是允许的。当励磁回路发生瞬时性两点接地时，为了避免横差保护动作而引起跳闸，故在转子发生一点接地后，将横差保护装置的连接片 XB 接入时间继电器 KT，使横差保护带有 0.5~1s 延时。

应当指出，分支绕组开焊时（即断线）时，因开焊处有零序电动势，从而在两中性点连线中出现零序电流，所以保护能够反应。

(2) 横差保护动作电流。横差保护动作电流，应按躲过机端三相短路故障时的最大不平衡电流整定。由于不平衡电流难以计算，实际上常根据运行经验来整定保护动作电流，即

$$I_{\text{oper}} = (0.2 \sim 0.3) I_N \quad (6-47)$$

式中 I_N ——发电机额定电流。

单元件式横差保护,对电流互感器无特殊要求,但应满足动稳定要求,其变比按发电机额定电流的 25% 选择。

通过以上分析可以看出,单元件式横差保护具有接线简单,灵敏度高以及同时对匝间短路和线棒开焊故障起保护作用的优点;其缺点是该保护只能应用在中性点具有六个引出端的发电机,并且保护有死区。对于大型机组,由于在技术上及经济上的原因,发电机中性点侧只引出三个端子;更大型的机组甚至只引出一个中性点;还有一些发电机定子绕组没有并列分支。所有这些发电机可装设下述两种原理的匝间短路保护。

2. 裂相横差保护

(1) 裂相横差保护接线及原理。在大容量发电机中,由于额定电流很大,其每相都是由两个或两个以上并联分支绕组组成的。裂相横差保护的构成原理,是将发电机各相定子绕组并联分支数一分为二,分别配以电流互感器,将两个互感器二次电流之差引入过电流元件而构成。正常运行时,各绕组中的电动势相等,流过相等的负荷电流。当同相内非等电位点发生匝间短路时,各绕组中的电动势就不再相等,因而会出现环流,利用这个环流,可以构成裂相横差保护。裂相横差保护由三个横差元件组成,以每相定子绕组有两个分支绕组的发电机为例,其一相裂相横差保护的构成原理如图 6-35 所示。

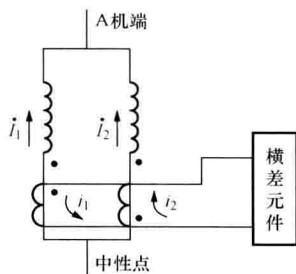


图 6-35 A 相裂相横差保护原理构成图

(2) 裂相横差保护动作电流。裂相横差保护中的电流元件(即横差元件),可以采用过电流元件,也可以采用具有比率制动特性的差动元件。通常采用具有比率制动特性的差动元件,差动元件的三要素仍然是起动电流、拐点电流及比率制动系数。因此,差动元件的整定计算,就是确定三要素的大小。

微机型裂相横差保护整定如下。

1) 最小动作电流 $I_{\text{oper.0}}$ 的整定:按躲过正常工况下产生的最大不平衡电流来整定。即

$$I_{\text{oper.0}} = \frac{1}{2} K_{\text{rel}} (K_1 + K_2 + K_3) I_N \quad (6-48)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,通常取 1.5~2;

K_1 ——两侧 TA 的变比误差,取 0.03N (N 为定子绕组每相并联支路数);

K_2 ——气隙磁场不均匀产生误差,取 0.05;

K_3 ——保护装置通道传输及调整误差,取 0.1。

代入式 (6-48) 可得 $I_{\text{oper.0}} = (0.15 \sim 0.2) I_N$, 可取 $0.2 I_N$ 。

2) 拐点电流 $I_{\text{res.0}}$:在额定工况下,保护的制动电流约为 $0.5 I_N$,因此,拐点电流可取 $(0.3 \sim 0.4) I_N$ (I_N 为发电机额定电流,TA 二次值)。

3) 比率制动系数 S:比率制动系数 S 可取 0.4~0.5。

3. 纵向零序电压匝间短路保护

发电机定子绕组发生匝间短路时,定子侧将产生纵向零序电压。而在正常工况或出现相间短路时,纵向零序电压为零。所谓纵向零序电压,是指机端三相对中性点不平衡时产生的

零序电压。而通常所说的零序电压称为横向零序电压，是三相对地不平衡时产生的零序电压。

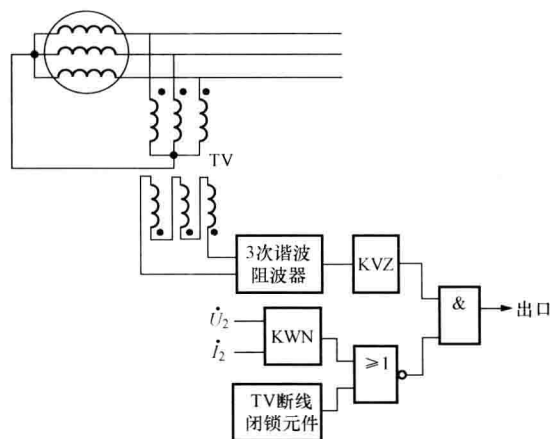


图 6-36 纵向零序电压匝间短路保护

纵向零序电压通常取自机端专用的电压互感器开口三角形电压。其一次侧中性点必须与发电机中性点直接相连而不能再接地，如图 6-36 中的 TV 所示。因 TV 中性点不接地，所以一次绕组应该是全绝缘的，不能用于测量相对地电压。

发电机正常运行或外部相间短路故障时，TV 的开口三角形绕组输出不平衡电压，此时零序电压继电器 KVZ 不动作。当发电机内部或外部发生单相接地时，各相对地产生零序电压，即发电机中性点对地电位升高 U_0 ，但此时各相对发电机中性点无零序电压，故电压互感器二次开口三角

侧无零序电压输出，零序电压继电器 KVZ 不动作；当发电机内部发生匝间短路或发生对中性点的各种不对称相间短路以及发生分支绕组开焊等故障时，定子侧将出现纵向零序电压，TV 的开口三角形绕组有输出电压，零序电压继电器 KVZ 动作。

实践证明，正常运行或外部相间短路故障时，TV 的开口三角形绕组输出不平衡电压主要是 3 次谐波电压，为此图 6-36 中设置了 3 次谐波阻波器，以提高匝间短路时的灵敏度。由于 3 次谐波电压几乎随短路电流线性增大，为防止外部短路故障引起 KVZ 误动作，需增设负序功率方向继电器 KWN，在外部短路故障时 KWN 动作对 KVZ 进行闭锁。

此外，为防止 TV 电压回路断线引起 KVZ 误动作，还增设了电压回路断线闭锁继电器，如图 6-36 所示。

6.2.4 同步发电机定子绕组的接地保护

1. 概述

随着发电机容量的增大、新型冷却技术的采用和绕组对地电容的加大，定子绕组接地故障的危害性更加严重。定子绕组发生单相接地时，故障点电弧将烧伤发电机定子铁芯并增加绕组绝缘的损坏程度，甚至引起匝间短路和相间短路。

我国发电机的中性点，一般是不接地或经高阻抗（如经过电压互感器）接地，因此，接地故障电流仅为电容电流，而三相电压仍然对称，所以发电机定子绕组接地保护只需要在接地时，发出信号，待负荷转移后再停机。但是，如果定子接地电流过大，则会严重烧伤定子铁芯，使发电机遭受严重损坏。根据我国过去中、小型机组运行经验，按照不损伤铁芯或损伤以后不要大修，并能带接地点运行的条件，确定允许接地电流。按照中华人民共和国国家标准 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》，规定接地电流允许值见表 6-1。若接地电流超出表 6-1 中规定的范围时应采取补偿措施。这样接地保护动作后只需要发信号，不立即停机，但应向中心调度报告，及时转移负荷，为计划停机制造条件。

表 6-1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

发电机额定电压 (kV)	发电机额定功率 (MW)		接地电流允许值 (A)
6.3	≤ 50		4
10.5	汽轮发电机	50~100	3
	水轮发电机	10~100	
13.8~15.75	汽轮发电机	125~200	2*
	水轮发电机	40~225	
18~20	300~600		1

* 对于氢冷发电机为 2.5A。

下面再强调一下,大型发电机装设 100% 定子接地保护的必要性。国内外运行实践证明,发电机中性点附近,由于机械原因(如风扇叶片断裂打伤定子绕组)或水内冷机组定子漏水,而发生定子单相接地,也可能由于中性点附近定子绕组发生匝间短路,由于短路匝数少,横差保护不能反应,以致发展成绕组对铁芯击穿,造成定子接地。所以,不能以中性点运行电压低为理由,来降低对接地保护的要求。另外,大型发电机—变压器组单元接线,虽有利于减轻大气过电压危害程度,但也不能完全排斥大气过电压波及发电机中性点,造成中性点对地绝缘击穿。因此,大型发电机应装设灵敏的 100% 的定子接地保护。

2. 反应基波零序电压的接地保护

(1) 定子单相接地故障的零序电压。由于发电机中性点不直接接地,因此,它具有中性点不接地系统单相接地短路的一般特点。不同之处在于零序电压将随定子绕组接地点的位置而发生变化。

若在发电机内部 A 相距离中性点 α 处(由故障点到中性点绕组匝数占全相绕组匝数的百分数),发生定子绕组接地,如图 6-37 所示,发电机母线每相对地电压分别为

$$\dot{U}_A = (1 - \alpha) \dot{E}_A$$

$$\dot{U}_B = \dot{E}_B - \alpha \dot{E}_A$$

$$\dot{U}_C = \dot{E}_C - \alpha \dot{E}_A$$

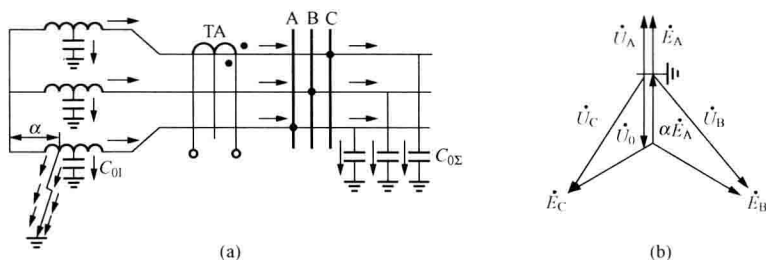


图 6-37 发电机内部单相接地时的电流分布和电压相量图

(a) 内部单相接地时的电流分布; (b) 电压相量图

所以母线上的零序电压(该电压系统内零序电压各处相等)为

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3} (\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C) = -\alpha \dot{E}_A \quad (6-49)$$

由式(6-49)可知:当接地点发生在距中性点 α 处时,发电机机端零序电压等于故障前电压的 α 倍,即 $\dot{U}_0 = -\alpha \dot{E} = -\alpha \dot{U}_A$ 。当 α 由零变化到1(从中性点变化到机端)时,零序电压的变化如图6-38所示,即 U_0 与 α 成正比变化。

(2) 反应基波零序电压的接地保护。反应基波零序电压的保护接线如图6-39所示,零序电压可在机端电压互感器的开口三角形绕组上取得,由过电压继电器及时间继电器构成,保护动作于信号。图中 Z 用来克服3次谐波电压对继电器的影响。

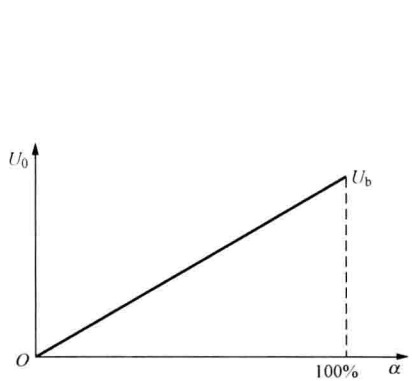


图 6-38 零序电压随 α 变化的关系

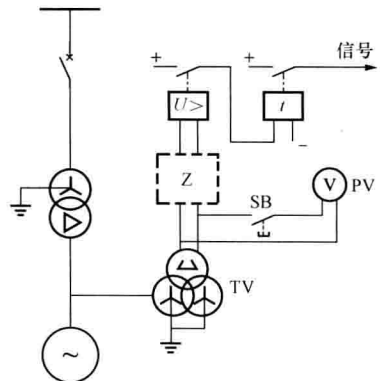


图 6-39 发电机零序电压保护接线图

过电压继电器的动作电压应躲过开口三角形绕组上的不平衡电压。另外还应考虑,当变压器高压侧发生接地时,从图6-40可看到,高、低压绕组间存在耦合电容,因而在发电机侧也会有零序电压,该零序电压可能导致接地保护误动作。按运行经验,继电器动作电压整定为15~30V,则因机端单相接地时开口三角形绕组上电压为100V,所以零序电压保护在中性点附近的死区约为15%~30%。

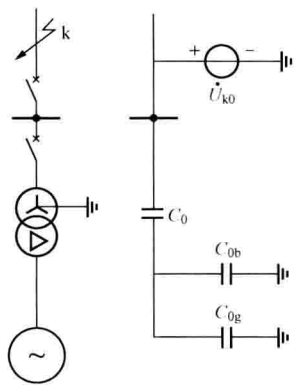


图 6-40 高压侧零序电压耦合到低压侧

为克服高压侧单相接地中零序电压对接地保护的影响,当变压器高压侧中性点接地时,采用延时来躲过其影响,当然延时时限应与高压侧接地保护动作时限相配合。当变压器高压侧中性点不接地时,采用高压侧的零序电压闭锁接地保护。这样,保护的動作电压不需考虑高压侧单相接地的影响,動作电压可以减小,从而死区可降到5%左右。

图6-39中的电压表PV,表示为了在发电机变压器组并列前检查线圈有无接地,并在发电机作递升加压试验时用来监视定子绝缘。

3. 发电机100%定子接地保护

(1) 发电机3次谐波电动势的分布特点。任何一台发电机的相电动势中都含有谐波分量,在设计发电机时,利用线圈的分布和短节距来消除5次、7次谐波,以削弱对线电压波形的影响。而3次谐波的相序属零序分量,在线电压中不含3次谐波。但在发电机相电动势中仍然存在一定量的3次谐波。根据大量实测资料表明,一般发电机相电压中约含有2%~10%左右的3次谐波分量。

发电机中性点对地绝缘时,每相绕组对地的分布电容用等效的集中电容 C_{0g} 代替,并将其看作 $\frac{1}{2}C_{0g}$ 集中在发电机中性点 N 侧,另外 $\frac{1}{2}C_{0g}$ 集中在发电机机端 S。发电机的引出线、升压变压器、厂用变压器以及电压互感器等设备的每相对地电容 $C_{0\Sigma}$ 也等效地放在机端,并以 E_3 表示 3 次谐波电动势。正常情况下等值电路如图 6-41 所示。中性点侧 3 次谐波电压 U_{3N} 和发电机机端 3 次谐波电压 U_{3S} 按阻抗成反比例分配,即

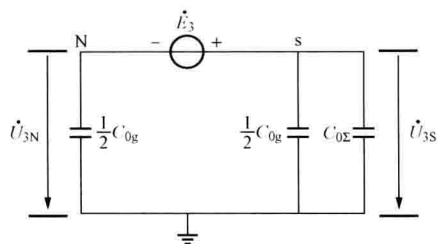


图 6-41 3 次谐波电动势及对地电容的等值电路

$$U_{3N} = E_3 \frac{C_{0g} + 2C_{0\Sigma}}{2(C_{0g} + C_{0\Sigma})}$$

$$U_{3S} = E_3 \frac{C_{0g}}{2(C_{0g} + C_{0\Sigma})}$$

机端 3 次谐波电压与中性点侧 3 次谐波电压之比为

$$\frac{U_{3S}}{U_{3N}} = \frac{C_{0g}}{C_{0g} + 2C_{0\Sigma}} < 1 \quad (6-50)$$

由式 (6-50) 可知:正常运行时,机端 3 次谐波电压 U_{3S} 小于中性点侧 3 次谐波电压 U_{3N} ;极限情况下,发电机出线端开路,即 $C_{0\Sigma} = 0$ 时, $U_{3S} = U_{3N}$ 。

发电机中性点经消弧线圈接地时,等值电路如图 6-42 所示。假设对于基波工频电容电流得到完全补偿,即

$$\omega L = \frac{1}{3\omega(C_{0g} + C_{0\Sigma})} \quad (6-51)$$

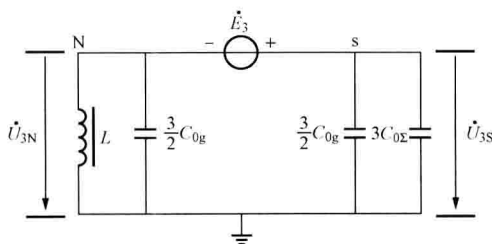


图 6-42 中性点有消弧线圈时 3 次谐波电动势及等值电路

接入消弧线圈后,机端的 3 次谐波电压 U_{3S} 在正常运行时,比中性点的 3 次谐波电压 U_{3N} 更小。发电机机端开路,即 $C_{0\Sigma} = 0$ 时

$$\frac{U_{3S}}{U_{3N}} = \frac{7}{9}$$

综上所述,发电机正常运行时,机端的 3 次谐波电压总是小于中性点的 3 次谐波电压。

当发电机定子绕组在距中性点 α 处发生金属性单相接地时,其等值电路如图 6-43 所示。

此时不论发电机中性点有无消弧线圈,由图 6-43 可看出恒有

$$U_{3N} = \alpha E_3$$

$$U_{3S} = (1 - \alpha) E_3$$

则

$$\frac{U_{3S}}{U_{3N}} = \frac{1 - \alpha}{\alpha} \quad (6-52)$$

当发电机中性点接地时, $\alpha = 0$ 、 $U_{3N} = 0$ 、 $U_{3S} = E_3$; 当发电机机端接地时, $\alpha = 1$ 、 $U_{3N} = E_3$ 、 $U_{3S} = 0$; 当 $\alpha = 50\%$ 时, $U_{3N} = U_{3S} = 0.5 E_3$ 。

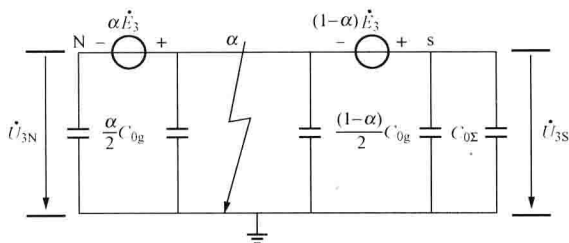


图 6-43 发电机内部单相接地时等值电路图

综上所述,正常运行或当定子绕组的 α 在 $0.5\sim 1$ 范围内发生金属性接地故障时, $U_{3S} < U_{3N}$;而当在距中性点 50% 范围以内发生单相接地时,则 $U_{3S} > U_{3N}$ 。因此,如果用机端的3次谐波电压 U_{3S} 作为动作量,用中性点的3次谐波电压 U_{3N} 作为制动量构成接地保护,使保护的动作为 $U_{3S} \geq U_{3N}$,则正常运行时保护不可能动作,只有当中性点附近发生接地故障时,保护才会动作。保护的動作范围在 $\alpha = 0 \sim 0.5$ 内,且越靠近中性点越灵敏。

(2) 发电机 100% 定子接地保护。发电机 100% 定子接地保护由反应基波零序电压元件和反应3次谐波电压元件两部分组成。第一部分可保护定子绕组的 $90\% \sim 95\%$,而第二部分是用于消除基波零序电压元件保护的死区。为了保证保护动作的可靠性,上述两部分保护装置的保护区有一段重叠。实现第二部分保护的原理有多种,其中有的方案本身已具有保护 100% 的性能,这时,基波零序电压元件可作为发电机定子线圈接地的后备保护,从而进一步提高保护动作的可靠性。目前,实现第二部分保护的方案还有附加直流电源和附加交流电源两种方案。国内大型机组已使用附加直流电源的保护方案,该保护可用于发电机中性点不接地及经消弧线圈接地两种情况。

6.2.5 同步发电机的负序电流保护和过负荷保护

1. 概述

当发电机内、外部发生不对称短路故障或三相负荷严重不对称时,定子绕组将流过负序电流,建立负序旋转磁场,此时在转子表层从轴向到端部沿端部方向形成的闭合回路中会感应出 100Hz 交流电流,数值很大,有时甚至可达 25万 A 左右。这样大的电流流经槽楔与大小齿间的接触面及与护环间的接触面,将引起局部高温导致严重灼伤,甚至可能造成护环松脱。此外,产生的两倍工频交变电磁力矩作用在转子大轴和定子机座上,将引起机组振动,造成金属疲劳和机械损伤。

由以上分析可见,发热和振动是定子负序电流对发电机的主要影响。由于构造上的原因,水轮发电机组承受机械振动的能力要比汽轮发电机组弱得多,因此振动条件是决定水轮发电机组承受负序电流能力的主要依据。对于汽轮发电机组,特别是大型机组,由于热容量余度较小,所以发热条件是决定汽轮发电机组承受负序电流能力的主要依据。

2. 发电机承受负序电流的能力

发电机都具有一定的承受负序电流的能力,一般按长期和短时两种情况考虑。

(1) 发电机长期允许的负序电流 $I_{2\infty}$ 。发电机长期允许的负序电流 $I_{2\infty}$,是由转子有关材料的性能决定的。通过稳态负序试验,可以测定 $I_{2\infty}$ 的大小。规定在额定负荷下,汽轮发电机的 $I_{2\infty}$ 不超过 6% ;水轮发电机的 $I_{2\infty}$ 不超过 12% 。大型直接冷却式发电机的 $I_{2\infty}$ 范围

尚在研究中。

(2) 发电机短时承受负序电流的能力。发电机短时承受的负序电流 I_2 显然大于 $I_{2\infty}$ ，并且负序电流作用的时间 t 越短， I_2 越大，其关系式为

$$I_2^2 \cdot t = A \quad (6-53)$$

式中 I_2 ——以发电机额定电流为基值的定子绕组负序电流的标么值；

t ——负序电流 I_2 流过发电机所持续的时间；

A ——发电机允许过热时间常数，它与发电机容量、冷却方式等有关，非强迫冷却的发电机， $A \approx 30$ ；直接冷却的 100~300MW 汽轮发电机， $A = 6 \sim 15$ ；600MW 汽轮发电机的设计值 $A = 4$ 。

发电机的单机容量越大，其所允许的承受负序电流的能力越低（ A 值减小）。根据 $I_2^2 \cdot t = A$ ，可作出发电机允许负序电流曲线，如图 6-44 所示。因此，发电机容量越大，越需要装设性能更好的负序电流保护。

针对上述情况而装设的发电机负序电流保护实际上是反应定子绕组电流不对称而引起转子过热的一种保护，是大型发电机的主保护之一。

此外，由于大容量机组的额定电流很大，而在相邻元件末端发生两相短路时的短路电流可能较小，此时采用复合电压起动的过电流保护往往不能满足作为相邻元件后备保护时对灵敏性的要求。在这种情况下，采用负序过电流保护作为后备保护，就可以提高不对称短路时的灵敏性。由于负序过电流保护不能反应于三相短路，因此，当用它作为后备保护时，还需要附加装一个单相式的低电压起动过电流保护，以专门反应三相短路。

3. 定时限负序电流保护

目前冷却式汽轮发电机和水轮发电机，大都采用两段式定时限负序电流保护，即负序过负荷信号和负序过电流跳闸两段，其原理接线如图 6-45 所示。在图 6-45 中， Z 为负序电流过滤器。电流继电器 KA 和低电压继电器 KVU 构成单相式低电压起动的过电流保护，用以反应三相短路故障。负序电流继电器 $1KA$ 和时间继电器 $1KT$ 构成负序过负荷保护，动作后发出发电机不对称过负荷信号；负序电流继电器 $2KA$ 和时间继电器 $2KT$ 构成负序过电流保护，动作于发电机跳闸，主要作为发电机转子受热的主保护，同时和单相式低电压起动的过电流保护一起作为定子相间短路的后备保护。

(1) 定时限负序电流保护动作值整定。 $1KA$ 的动作电流应躲过发电机长期允许的负序电流 $I_{2\infty}$ ，其负序动作电流通常为

$$I_{2.oper} = 10\% I_N \quad (6-54)$$

$1KT$ 的动作时限取 5~10s，动作后发出信号。

电流继电器 $2KA$ 和时间继电器 $2KT$ 构成负序过电流保护。其负序动作电流为

$$I_{2.oper} \leq \sqrt{\frac{A}{t}} I_N \quad (6-55)$$

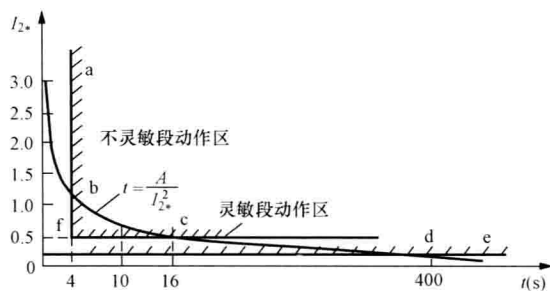


图 6-44 定时限负序电流保护动作特性与发电机允许负序电流曲线配合情况

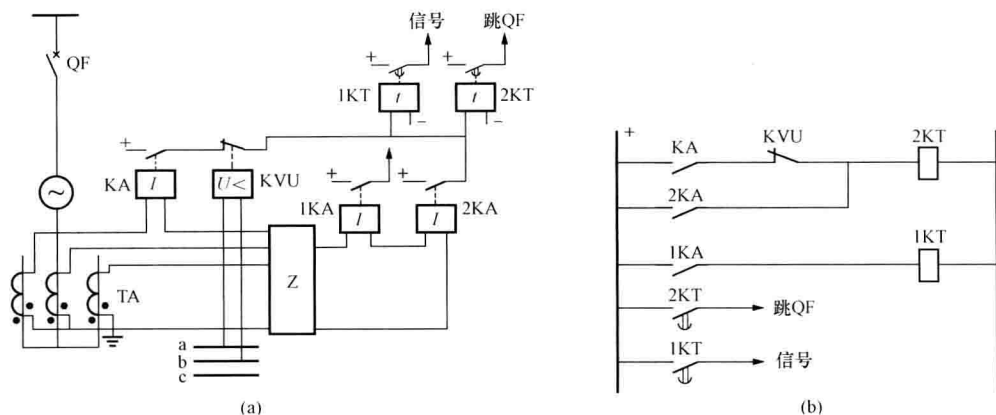


图 6-45 两段式负序电流保护原理接线图

(a) 原理接线图; (b) 直流展开图

当 $t=120\text{s}$ 、 $A=30$ 时, 式 (6-55) 变为

$$I_{2.\text{oper}} = 0.5 I_N \quad (6-56)$$

此外, 保护装置的动作电流还应与相邻元件的后备保护在灵敏系数上相配合。2KT 的动作时限按后备保护的原则逐级配合, 一般取 $3\sim 5\text{s}$, 动作后跳开发电机。

(2) 定时限负序电流保护动作特性分析。设负序过电流部分动作电流为 $0.5 I_N$, 整定时间为 4s , 动作于跳闸; 负序过负荷部分动作电流为 $0.1 I_N$, 整定时间为 10s , 动作于信号。具体应用于 $A=4$ 的导线直接冷却的 600MW 发电机上, 保护动作特性和发电机允许的负序电流曲线如图 6-44 所示, 由图可见:

1) 在曲线 ab 段内, 保护装置的动作时间 (4s) 大于发电机的允许时间, 因此, 就可能出现发电机已被损坏而保护尚未动作的情况。

2) 在曲线 bc 段内, 保护装置的动作时间小于发电机的允许时间, 从发电机能继续安全运行的角度来看, 在不该切除的时候就将它切除了, 因此, 没有充分利用发电机本身所具有的承受负序电流的能力。

3) 在曲线 cd 段内, 是靠保护装置动作发出信号然后由值班人员来处理的。但当出现的负序电流靠近 c 点附近时, 发电机所允许的时间与保护装置动作的时间实际上相差很小, 因此, 就可能发生保护给出信号后, 值班人员还未来得及处理时, 发电机已超过了允许时间。由此可见, 在 cd 段内动作于信号也是不安全的。

4) 在曲线 de 段内, 保护根本不反应。

由以上分析可以看出, 两段式定时限负序电流保护的动作特性与发电机允许的负序电流曲线不能很好地配合。因此, 为防止发电机转子遭受负序电流的损坏, 在 100MW 及以上 $A < 10$ 的发电机上应装设能够模拟发电机允许负序电流曲线的反时限负序电流保护。

4. 反时限负序过电流保护

反时限负序过电流保护动作特性与发电机发热特性曲线相配合, 也就是说, 让保护的动作特性具有反时限特性。

所谓反时限特性是指电流大时动作时限短, 而电流小时动作时限长的一种时限特性。通

过适当调整,可使该动作特性曲线在允许的负序电流曲线上,以避免发电机由于负序电流引起的转子过热而损坏。

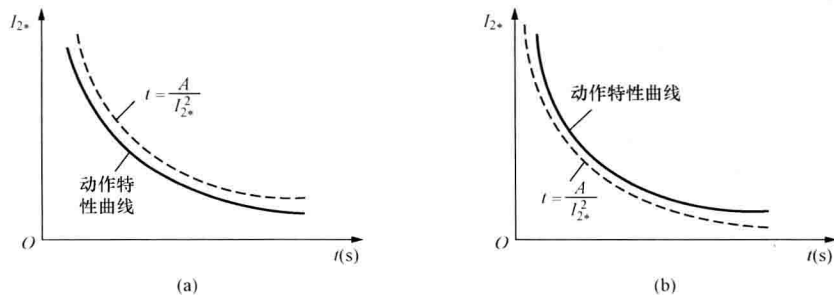


图 6-46 反时限负序电流保护动作特性与允许负序电流曲线间的配合关系

(a) 动作特性在允许曲线之下; (b) 动作特性在允许曲线之上

图 6-46 (a) 示出了反时限负序电流保护动作特性与允许负序电流曲线间的配合关系, 因动作特性曲线在允许曲线之下, 对发电机的安全是有利的。但是, 由于 $I_2^2 \times t \leq A$ 这一判据是偏于保守的, 实际持续允许的负序电流比 $I_2^2 \times t = A$ 所确定的大。因此, 负序电流变化的动作特性通常可以设置在负序电流曲线之上, 如图 6-46 (b) 所示。此时, 保护装置的动作特性可表示为

$$t = \frac{A}{I_2^2 - \alpha} \quad (6-57)$$

其中 α 值是取决于转子温升特性的常数, 以此考虑转子散热的影响, 该影响随 t 增加, 使动作特性适当上移。因长期允许的负序电流为 $I_{2\infty}$ ($I_{2\infty} = \frac{I_{2N}}{I_N}$), 所以可取 $\alpha < I_{2\infty}^2$ 。

反时限负序过电流保护反应发电机定子的负序电流大小, 防止发电机转子表面过热。该保护电流取自发电机中性点 TA 三相电流。

反时限曲线特性如图 6-47 (a) 所示。它由上限定时限、反时限、下限定时限三部分组成。

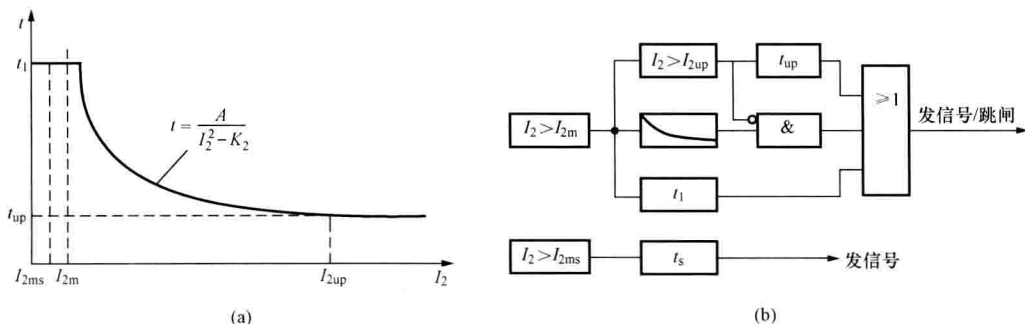


图 6-47 发电机反时限负序过电流保护动作特性曲线及逻辑图

(a) 动作特性曲线; (b) 逻辑图

当发电机负序电流大于上限整定值时,则按上限定时限动作;如果负序电流低于下限整定值,但不足以使反时限部分动作,或反时限部分动作时间太长时,则按下限定时限动作。

负序电流在上、下限整定值之间,则按反时限动作。

负序反时限特性能真实地模拟转子的热积累过程,并能模拟散热,即发电机发热后若负序电流消失,热积累并不立即消失,而是慢慢地散热消失,如此时负序电流再次增大,则上一次的热积累将成为该次的初值。

反时限部分的动作方程为

$$(I_2 - \alpha)t \geq A \quad (6-58)$$

发电机反时限负序过电流保护逻辑图如图 6-47 (b) 所示。

5. 发电机的过负荷保护

一般中、小型发电机的过负荷保护都采用定时限过负荷保护作用于信号。对于大型发电机,由于材料利用率高,其热容量和铜损耗的比值较小。定子绕组内热偶不能迅速反应发电机负荷的变化,在转子绕组内根本没有热偶元件。因此,为防止受到过负荷的损害,大型发电机都要装设反应定子绕组和励磁绕组平均发热状况的过负荷保护装置。

为了充分利用发电机的过载能力又不致损坏发电机,在大型电机的定子、转子都采用反时限特性的过负荷保护。发电机允许过负荷的时间与过负荷的大小有关,过负荷电流越大,则允许过负荷的时间就越短。过负荷电流的大小与允许时间的关系为反时限特性。

(1) 定子绕组对称过负荷保护。对于大型发电机的过负荷保护,一般由定时限和反时限两部分组成。定时限部分的动作电流按发电机在长期允许的负荷电流下,能可靠返回的条件整定。反时限部分是发电机定子绕组在发热方面的保护,其动作特性按发电机定子绕组的过负荷能力确定。

(2) 定子绕组不对称过负荷保护。当电力系统发生不对称短路或三相负荷不对称时,定子绕组中负序电流将产生旋转磁场,此磁场的旋转方向与转子转动方向相反。此时将产生感应电流,此电流将使转子表层过热,甚至发生使转子护环松脱等危险事故。对于不对称过负荷保护的配置,50MW 及以上的发电机热容量系数 $A \geq 10$ 的发电机,应装设定时限负序过负荷保护;100MW 及以上的发电机热容量系数 $A < 10$ 的发电机,应装设由定时限和反时限两部分组成的不对称过负荷保护。

6.2.6 同步发电机的失磁保护

1. 并网运行发电机失磁后的物理过程

大容量汽轮发电机绝大部分采用交流励磁机系统。这种励磁系统比直流机励磁系统复杂,组成环节多,实践表明它容易产生失磁故障。发电机失磁后,转入异步运行要从系统吸收大量无功功率,如系统无功储备不足将引起系统电压下降,甚至造成电压崩溃,从而瓦解整个系统。由于发电机从电网中大量吸收无功功率,影响并限制了发电机送出的有功功率。失磁后,发电机转入低滑差异步运行,在转子及励磁回路中将产生脉动电流,因而增加了附加损耗,使转子和励磁回路过热。所以,容量在 100MW 以上的发电机应装设失磁保护。

发电机与无限大系统并列运行的等值电路,如图 6-48 所示。 \dot{E}_q 为发电机同步电动势, \dot{U}_g 为发电机端电压, \dot{U}_s 为系统电压, X_d 为发电机同步电抗, X_s 为系统与发电机间的联系电抗, φ 为受端功率因数角, δ_c 为 \dot{E}_q 与 \dot{U}_s 间的夹角(即功角),综合电抗 $X_{d\Sigma} = X_d + X_s$ 。发

电机受端的有功功率和无功功率分别为

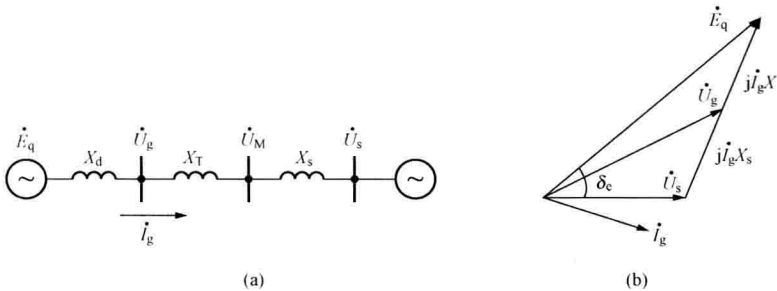


图 6-48 发电机与无限大系统并列运行
(a) 等值电路；(b) 相量图

$$P = \frac{E_q U_s}{X_{d\Sigma}} \sin \delta_e \quad (6-59)$$

$$Q = \frac{E_q U_s}{X_{d\Sigma}} \cos \delta_e - \frac{U_s^2}{X_{d\Sigma}} \quad (6-60)$$

式 (6-59) 为并网运行发电机的功角特性方程。忽略发电机的损耗，则可根据式 (6-59) 画出并网运行发电机的功角特性曲线，如图 6-49 所示。其中 P_m 为功率极限， $P_m = \frac{E_q U_s}{X_{d\Sigma}}$ ， P_T 为原动机输出功率； P_N 为发电机向系统送出的功率， $P_T = P_N$ ； δ_e 为发电机运行的功角；其他符号的物理意义同图 6-48。

(1) 从失磁到失步。发电机失磁后，发电机转子电流及气隙磁通按指数衰减，发电机的电动势 E_q 也按指数衰减，功角特性曲线逐渐降低，如图 6-50 所示，功角特性由曲线 1 向曲线 2、曲线 3、曲线 4 等变化。此时由于原动机的输入功率未变，发电机的功角必须增大，以满足其输入—输出功率平衡。因此，当功角曲线向低变化时，功角 δ_e 必须逐步增大，才能满足发电机输入与输出功率之间的平衡。

(2) 发电机失步运行。发电机失步之后，发电机转子的转速大于同步转速，与定子旋转磁场之间产生滑差 S 。定子旋转磁场将切割转子，在转子上产生涡流。转子的涡流磁场使发电机产生异步转矩，发电机发出异步功率。

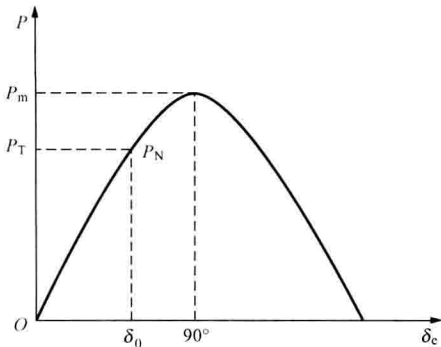


图 6-49 并网运行的发电机功角特性

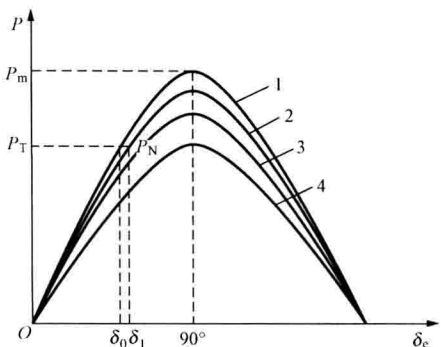


图 6-50 发电机失磁后功角特性的变化

发电机失磁失步之后，发电机加速运行，转速升高。调速器开始作用，使原动机的输出

功率降低；另外，由于发电机滑差的增大，其异步转矩急剧增大，当异步转矩到一定程度之后，使发电机输入和输出达到了新的平衡，发电机进入稳定的异步运行状态，此时发电机向系统输出异步功率。

2. 并网运行汽轮发电机失磁后各电量的变化

(1) 有功功率。并网运行汽轮发电机在失磁失步运行时，有功功率基本不变（略有减少）。

发电机从失磁到功角为 90° 时，靠功角的不断增大，使发电机的功率维持不变；发电机失步运行时，发出的异步功率维持发电机输入和输出的平衡。但在调速器的作用下使有功功率略有减小。

(2) 无功功率。由式 (6-60) 可知，发电机失磁后，在 $\delta_c = 90^\circ$ 之前无功功率很快减小到零，然后负变化到较大值，失步后，按照滑差周期有规律地摆动。理论分析表明：失磁发电机维持的有功功率越大，失磁后从系统吸收的无功越大。

(3) 定子电压、电流。

发电机失磁后，有功功率基本不变，而无功功率先减小到零，故定子电流先减小到某一值。此后，由于发电机吸收无功增大及定子电压降低，因此定子电流增大。在发电机失步后，其定子电流也作周期性的摆动。

(4) 机端测量阻抗。

发电机从失磁开始到稳定异步运行，一般可分为失磁到失步前、临界失步点和失步后的异步运行三个阶段。

发电机正常运行时，其机端测量阻抗位于阻抗复平面的第一象限内。失磁后，机端测量阻抗一定沿着等有功阻抗圆由第一象限向第四象限移动，当越过 R 轴时，无功功率改变方向，由原来发出感性无功功率变为向系统吸收感性无功，当它与临界失步阻抗圆相交时，表明机组运行处于静稳定极限，此时 $\delta_c = 90^\circ$ 。越过静稳定极限边界后，机组转入异步运行，此时 $\delta_c > 90^\circ$ ，最后稳定运行在第四象限的异步阻抗圆内，如图 6-51 所示。

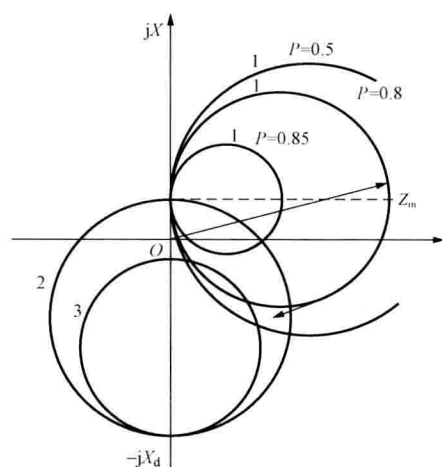


图 6-51 机端测量阻抗变化轨迹图

1—有功阻抗圆；2—临界失步阻抗圆；
3—异步阻抗圆

3. 构成失磁保护判据

不论是什么原因造成发电机失磁故障，总希望有选择地、迅速地检测出来，以便采取措施保证发电机和系统的安全。

发电机失磁后，定子侧电气量都要发生变化，所以大型同步发电机的失磁保护，都是利用定子回路参数的变化来检测发电机的失磁故障。在定子侧可作为失磁保护主要判据的有：①无功功率方向改变；②机端测量阻抗的变化（越过静稳阻抗边界、进入异步阻抗边界）。

图 6-51 示出了汽轮发电机失磁过程中机端测量阻抗特性。发电机失磁后，机端测量阻抗 Z_m 末端轨迹由第一象限进入第四象限，因此机端无功功率方向改变可作为失磁保护的一个判据。

机端测量阻抗进入第四象限后,进一步将越过静稳阻抗边界(临界失步阻抗圆),此时发电机可能失步。一般情况下,失磁前发电机送出的有功功率越大,则由失磁到失步的时间越短。在失步前,失磁故障对机组本身、对系统不会造成危害。因此,从保证机组和系统安全角度出发,可将静稳阻抗边界作为失磁保护的一个判据。

发电机失步后,机端测量阻抗随滑差的增大将进入异步阻抗边界(异步阻抗圆),表明发电机已进入异步运行状态。也可将异步阻抗边界作为失磁保护的一个判据。

由以上分析可见,从检出失磁故障的速度来看,以无功功率方向判据为最快,静稳阻抗边界次之,而异步阻抗边界为最慢。

机端测量阻抗进入静稳阻抗边界和异步阻抗边界,并不是失磁故障所独具的特征。当外部短路、系统振荡、长线充电、自同期和电压回路断线,机端测量阻抗也会进入静稳阻抗边界和异步阻抗边界。因此必须增设辅助判据才能保证选择性。失磁保护可利用的辅助判据有以下几种。

(1) 转子励磁电压下降。失磁过程中,励磁电流和励磁电压都要下降,而在短路和系统振荡过程中,转子励磁电压不仅不会下降,反而会因强励而上升。故可利用检测转子励磁电压作为辅助判据。

励磁电压下降是失磁故障的直接原因,过去曾用来作为失磁保护的主要判据。但是励磁电压是一个变化范围很广的一个参数,由空载到强励,其励磁电压可在空载励磁电压的6~8倍范围内变化。此外,在系统振荡和短路过程中,励磁回路中还要出现交流分量电压,它与直流分量相叠加后,有时励磁电压可达零值。在失磁异步运行中,励磁回路中也会有很大感应电压。所以把励磁电压下降仅作为辅助判据之一加以利用。

(2) 负序分量。发电机失磁时,定子回路不会产生负序分量,但在短路和短路引起的振荡过程中或最初瞬间总要出现负序分量,因此,可利用负序分量作为失磁的辅助判据。常用负序电压或负序电流元件,作为失磁保护的闭锁元件。当出现负序时,闭锁失磁保护。

(3) 延时。系统振荡时,机端测量阻抗只短时穿过失磁阻抗继电器的动作区,而不会长期停留在动作区内。以静稳边界为判据的失磁阻抗继电器的动作区较大,躲过振荡所需的时间较长,一般取0.5~1.0s的延时。当以异步边界为判据时,躲过振荡所需的时间较短,一般取0.4~0.5s的延时。

对于电压回路断线时,失磁阻抗继电器误动作的问题,用增设电压回路断线闭锁元件加以解决,这样可防止因失压而引起失磁保护误动作。对于正常情况下的长线充电以及自同期并列,都属于正常操作,为避免失磁保护误动作,可采用操作闭锁。

4. 失磁保护方案

根据发电机的特点和系统状况,可以用以上所述的主要判据和辅助判据来实现失磁保护。目前实际应用的失磁保护方案很多,各有优缺点,以下只介绍两例。

(1) 隐极式同步发电机的失磁保护举例。

图6-52示出一例隐极式同步发电机的失磁保护框图。其中Z为失磁阻抗继电器,通常具有圆特性或苹果形动作特性,是失磁的主要判别元件。保护以励磁低电压、电压回路断线闭锁(图中用B表示)、延时作为辅助判据。

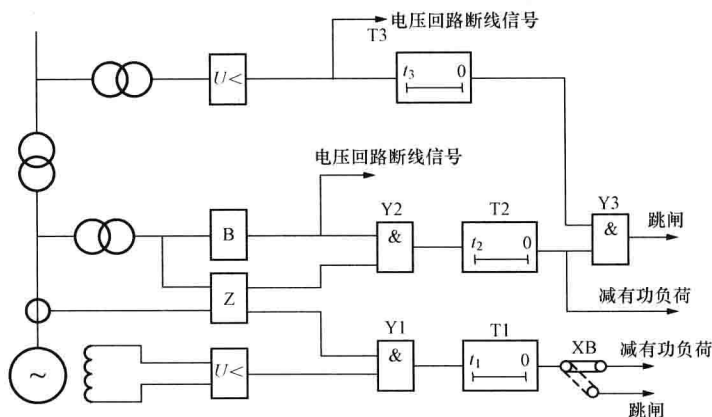


图 6-52 隐极式同步发电机的失磁保护框图

发电机完全失磁时，励磁低电压元件动作，当机端测量阻抗落入失磁阻抗继电器的动作区内时，Z 元件动作，于是与门 Y1 有输出，经短延时元件 T1（约为 0.2~0.3s）动作于减出力，必要时也可动作于跳闸。如果发电机严重低励磁，导致发电机进相运行，且失磁阻抗继电器的测量阻抗接近静稳阻抗边界，为防止失磁保护误动作可引入时间元件 T1。借助自动调节励磁装置作用于增加励磁，使发电机退出不稳定运行区，恢复稳定运行。

重负荷情况下部分失磁时，Z 元件可能动作，而励磁低电压元件不动作。此时与门 Y2 有输出，经延时元件 T2（约为 1~1.5s）动作于减出力。引入时间元件 T2 可躲过外部短路故障和系统振荡的影响。

发电机失磁后 Z 元件动作，如果高压母线电压低于允许值，则低电压元件动作后经延时元件 T3（约为 0.25s）使与门 Y3 动作于跳闸。因为临界电压阻抗圆小于静稳边界阻抗圆，所以 Z 元件先于低电压继电器动作，故高压母线电压低到允许值时，T2 已先动，保护就以 T3 的时限跳闸。引入时间元件 T3 的目的在于失磁失步后，有功功率和高压母线电压出现周期性波动时，防止保护误动作。

其中 Z 元件的动作特性，可按静稳阻抗边界整定，也可按异步阻抗边界整定。

(2) 凸极式同步发电机的失磁保护举例。

图 6-53 示出了一例凸极式同步发电机失磁保护框图，其中 Z 为失磁阻抗继电器，可按静稳阻抗边界或异步阻抗边界整定，是失磁的主要判别元件；励磁低电压、延时作为辅助判据。

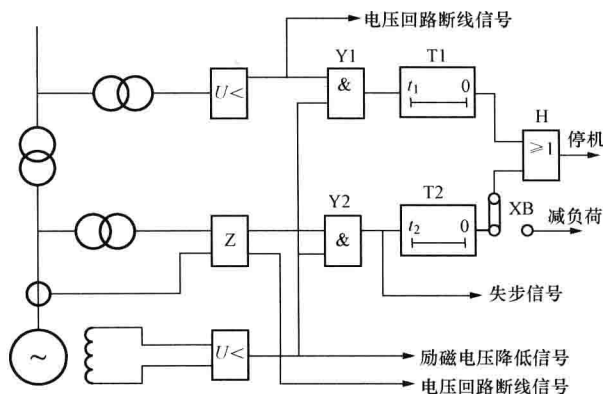


图 6-53 凸极式同步发电机失磁保护框图

发电机失磁后,励磁低电压元件动作,若高压母线电压下降到接近崩溃电压值,则母线低电压元件动作,与门 Y1 有输出,经延时元件 T1 (为 0.5 ~ 1s)、或门 H 动作于停机。T1 用于躲过振荡过程中短时的电压降低。失磁过程中,若母线电压并未降到崩溃电压值,由于 Z 元件已动作,与门 Y2 有输出,发出失步信号,同时经延时元件 T2 (为 0.5 ~ 1s)、或门 H 动作于停机 (这是因为一般水轮发电机是凸极机,在失磁以后振动很大)。同样, T2 延时元件也用于躲过振荡的影响。

6.2.7 同步发电机转子回路接地保护

发电机转子回路发生一点接地,对发电机无直接危害,故可继续运行。一旦又发生第二点接地,即形成两点接地,此时一部分励磁绕组被短接,使转子磁场畸变,引起机体强烈振动,严重危害发电机的安全,特别对凸极式水轮发电机危害更大,故障点电弧将烧伤励磁绕组和转子本体,并可使汽轮机汽缸磁化。

为确保发电机组的安全运行,当发电机转子绕组或励磁回路发生一点接地后,应立即发出信号,告知运行人员进行处理;若发生两点接地时,应立即切除发电机。因此,对发电机组装设转子一点接地保护和转子两点接地保护是非常必要的。

相关规程规定,对于汽轮发电机,在励磁回路出现一点接地后,可以继续运行一定时间(但必须投入转子两点接地保护);而对于水轮发电机,在发现转子一点接地后,应立即安排停机。因此,水轮发电机一般不设置转子两点接地保护。

1. 转子一点接地保护

转子一点接地保护的种类有很多,主要有叠加直流式、乒乓式及直接测量转子对地导纳式(实质是叠加交流式)。目前,在国内叠加直流式转子一点接地保护和乒乓式转子一点接地保护得到了广泛应用。

(1) 叠加直流式转子一点接地保护。叠加直流式转子一点接地保护原理是:在发电机转子绕组的一极(正极或负极)对大轴之间,加一个直流电压,通过计算直流电压的输出电流,来测量转子绕组或励磁回路的对地绝缘。其构成原理如图 6-54 所示,其中, U_+ 为外加直流电压; I_p 为测量电流; S 为电子开关; R_1 、 R_2 分别为转子接地保护装置中设置的电阻。

正常运行时,电子开关 S 不断地打开、闭合,当 S 打开时测量电流 I_1 ,当 S 闭合时测量电流 I_2 。根据两次测量电流值来计算转子绕组对地电阻。

在正常工况下,转子绕组不接地,被测量回路开路, $I_1 = I_2 \approx 0$,计算出的接地电阻非常大;当转子某部位发生接地,设接地电阻为 R_g ,接地点距转子负极的电气位置为 α ,转子电压为 U_f ,此时测量元件的测量电流值为

$$\begin{cases} I_1 = \frac{U_+ + \alpha U_f}{R_g + R_1 + R_2} \\ I_2 = \frac{U_+ + \alpha U_f}{R_g + R_1} \end{cases} \quad (6-61)$$

在式 (6-61) 中,有两个未知数 R_g 和 αU_f 。当计算值 R_g 小于动作值时,保护动作。

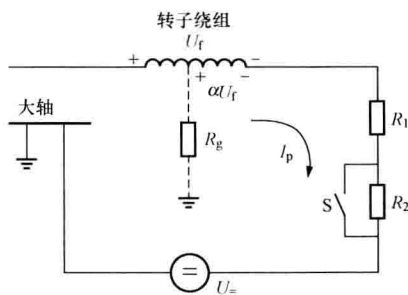


图 6-54 叠加直流式转子一点接地保护原理接线

(2) 乒乓式转子一点接地保护。乒乓式转子一点接地保护的构成原理实质是：在发电机运行时轮流测量转子绕组正极、负极对地电流，并根据测量结果计算出转子绕组或励磁回路的对地电阻，从而判断出接地故障的位置及接地电阻的量值。

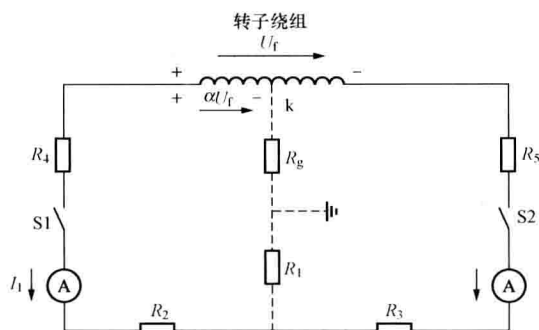


图 6-55 乒乓式转子一点接地保护原理接线图

测量电流 I_1 为

$$I_1 = \frac{\alpha U_f}{R_2 + R_1 + R_g + R_4} \quad (6-62)$$

当 S2 闭合，S1 断开时，测量电流 I_2 为

$$I_2 = \frac{(1-\alpha)U_f}{R_3 + R_1 + R_g + R_5} \quad (6-63)$$

在式 (6-62) 和式 (6-63) 中 R_1 、 R_2 、 R_3 、 R_4 及 R_5 已知， I_1 、 I_2 为测量值，转子电压可测量。因此，式 (6-62) 及式 (6-63) 为具有两个未知数 R_g 及 α 的两个方程。求解方程组，便可求 R_g 及 α 。当计算值 R_g 小于动作值时，保护动作。

2. 转子两点接地保护

励磁回路两点接地保护可由直流电桥原理、二次谐波原理和测量高频阻抗原理构成。

(1) 直流电桥原理构成的励磁回路两点接地保护。直流电桥原理构成的励磁回路两点接地保护，在中小型汽轮发电机上一直沿用。当励磁回路一点接地后，即投入两点接地保护。通常全厂或每个单元控制室设置一套两点接地保护。

直流电桥原理构成的励磁回路两点接地保护原理如图 6-56 所示。当励磁绕组发生一点接地后（如 k1 点），投入两点接地保护，调整电位器 R_3 的滑动头，使 $(R_1 + R'_3)$ 、 $(R_2 + R''_3)$ 和励磁绕组被 k1 点分成的两部分的等值电阻组成的电桥处于平衡状态（借助高内阻电压表 PV 观察电桥是否平衡）。当励磁绕组第二点（如 k2 点）发生接地时，电桥平衡遭到破坏，电桥输出电压经 R_4 、 R_5 和 C 滤波后，加于整流桥上，此时触发器动作 ($U_{mn} < 0$)，即保护动作。

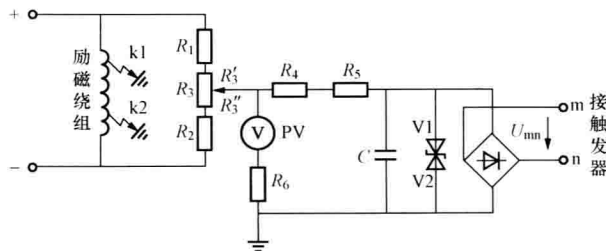


图 6-56 直流电桥原理构成的励磁回路两点接地保护

设置滤波电路,用以防止交流分量引起触发器误动作;稳压管 V1、V2 对输入触发器的电压进行限幅,防止触发器因过电压造成损坏。

电桥原理构成的励磁回路两点接地保护经运行实践后表明存在下述缺点。

1) 如果第二接地点 k2 在第一接地点 k1 附近时,电桥失衡程度不严重,触发器不动作,所以保护有死区。当然,死区的大小与接地点位置有关,第一接地点在励磁绕组中点时,死区最小,在励磁绕组端部时,死区最大。

2) 第一接地点位于励磁绕组的端部时,两点接地保护无法投入。若第一接地点不稳定时,两点接地保护也将无法投入。

3) 励磁绕组发生匝间短路(不接地)时,保护不能反应。而这种不接地的匝间短路,各电厂常有发生,带匝间短路运行的机组也屡见不鲜。

4) 不能应用于旋转励磁式的发电机。

5) 如果两点接地故障几乎同时发生,也不能起到保护作用。尤其对于水内冷的发电机,这种情况曾出现过。

(2) 检测定子绕组二次谐波的励磁回路两点接地保护。

1) 发电机正常运行时,就励磁电流所产生的磁通而言,其在气隙中的空间分布,相对于横坐标是对称的,因此在定子绕组中不会产生二次谐波电动势。当定子绕组通过电流时,电枢反应虽然会改变气隙磁场的分布,但不会改变气隙磁场相对于横坐标对称的性质,故不会在定子侧产生二次谐波电动势。如果三相负荷略有不对称,则会出现负序电流,在励磁绕组中感应出二次谐波电流,继而在定子绕组中感应出三次谐波电动势,但不会感应出二次谐波电动势。实际上,定子侧存在二次谐波的不平衡电压(一般为基波电压的 $0.03\% \sim 0.15\%$),主要是气隙沿圆周的轻微不对称造成的,它与负荷性质、大小基本无关。

2) 励磁回路两点接地或励磁绕组匝间短路时,气隙磁场的对称性遭到破坏,在定子槽中导线感应出二次谐波及其他偶次谐波分量电动势。注意到大机组均为短距分布绕组,经分析和试验证明,在定子绕组中存在一定量的二次谐波电动势。

3) 发电机外部短路故障,负序电流通过定子绕组时不会在定子侧产生二次谐波电动势,即在稳定状态下,定子侧无二次谐波电压。但在暂态过程中,定子侧的非周期分量电流在励磁绕组中感应出工频电流,该工频电流在定子绕组中将感应出二次谐波电动势,产生二次谐波电压。为保证选择性,励磁回路两点接地保护应设时限躲过其影响或在外部短路故障时短时将两点接地保护闭锁。

根据以上讨论,检测定子二次谐波的励磁回路两点接地保护框图如图 6-57 所示。隔离变压器将保护的主要部分与电压互感器隔离,减少来自交流侧的干扰。为消除工频分量的影响,设置了 50Hz 阻波器。此外,为消除其他谐波分量,在二次谐波滤过器前设置了低通滤波器。二次谐波电压滤出后,经放大接入执行回路。通常二次谐波电压的动作值可取 0.5V。为提高滤波性能,应采用运算放大器构成的有源滤波电路。

由以上分析可见,检测定子二次谐波原理构成的励磁回路两点接地保护,可检测出励磁绕组两点接地或匝间短路,且不受发电机励磁方式的影响。但是,保护存在下列两点缺陷:第一,当励磁绕组两点接地或匝间短路时,恰好气隙磁场仍保持对横坐标的对称性,则定子侧无二次谐波分量电压,保护不反应;第二,保护不能区分励磁绕组两点接地还是匝间短路。为此,可借助一点接地保护的动作情况,部分地解决。上述问题当两套保护均动作时,

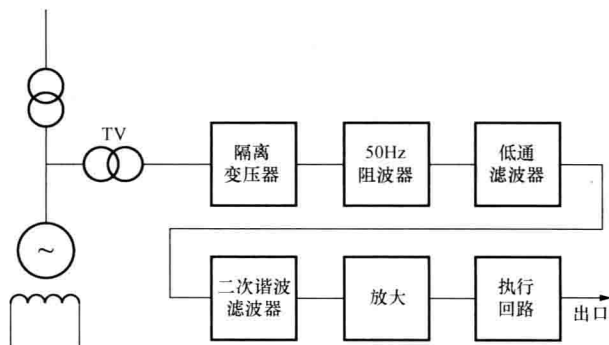


图 6-57 检测定子绕组二次谐波的励磁回路两点接地保护框图

可能是两点接地或一点接地与匝间短路同时发生，当只有二次谐波保护动作时，可判断为匝间短路。

6.2.8 同步发电机失步保护、逆功率保护

当系统受到大的扰动后，发电机或发电机群可能与系统不能保持同步运行，即发生不稳定振荡，称为失步。

大机组一般与变压器成单元接线，送电网络不断扩大，使发电机和变压器的阻抗值增加，而系统的等值阻抗值下降，因此，振荡中心常落在发电机机端或升压变压器的范围内，使振荡过程对机组的影响趋于严重。机端电压周期性地严重下降，对汽轮发电机的安全运行极为不利，有可能将造成机组损坏。

振荡过程常伴随着短路故障出现。发生短路故障和故障切除后，汽轮发电机可能发生扭转振荡，使大轴遭受机械损伤，甚至造成严重事故。

鉴于上述原因，对于大型汽轮发电机，需要装设失步变化，用以及时检测出失步故障，迅速采取措施，以保证故障机组和电力系统的安全运行。

1. 失步保护

(1) 对失步保护的要求。

1) 失步保护装置应能鉴别短路故障和不稳定振荡，发生短路故障时，失步保护装置不应动作。

2) 失步保护装置应能尽快检出失步故障，通常要求失步保护装置在振荡的第一个振荡周期内能够检出失步故障。

检出失步故障后，并非一定要无条件动作跳闸，应根据具体情况采取不同的措施。对处于加速状态的发电机，应迅速降低原动机输出功率，必要时再切除部分发电机；对处于减速状态的发电机，在不过负荷条件下，迅速增加原动机输出功率，必要时再切除部分负荷。

3) 检出失步故障实行跳闸时，从断路器本身的性能出发，不应在发电机电动势与系统电动势夹角为 180° 时跳闸。

4) 失步保护装置应能鉴别不稳定振荡和稳定振荡（通常发电机电动势与系统电动势间相角摆开最大不超过 120° 时为稳定振荡，即是可恢复同步的振荡），在稳定振荡的情况下，失步保护不应误动作。

(2) 反应阻抗变化的失步保护。根据对系统振荡时电气量的分析，发生不稳定振荡时，

功角 δ_e 在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 间作周期变化, 测量阻抗以 $\frac{d\delta_e}{dt}$ 的速率穿过阻抗平面, 其轨迹在阻抗平面上是一个圆或直线。因此, 测量阻抗走过某段距离, 需要一定的时间。发生短路故障时, 功角基本不变, 测量阻抗由负荷阻抗突变为短路阻抗。稳定振荡时, 测量阻抗轨迹只是在阻抗平面的第一或第四象限的一定范围内变化。根据上述测量阻抗变化的特点, 可以构成双透镜特性的失步保护。

保护的检测元件是两个具有透镜形特性的阻抗元件, 动作特性如图 6-58 所示。Z1 为监察阻抗继电器, Z2 为按稳定振荡边界整定 ($\delta_e = 120^\circ$) 的阻抗继电器。 \overline{OM} 相应于变压器电抗, \overline{MS} 相应于系统阻抗, \overline{GO} 相应于发电机电抗 (X'_d), \overline{GS} 为系统合成阻抗。双透镜动作特性的对称轴处在该合成阻抗上。

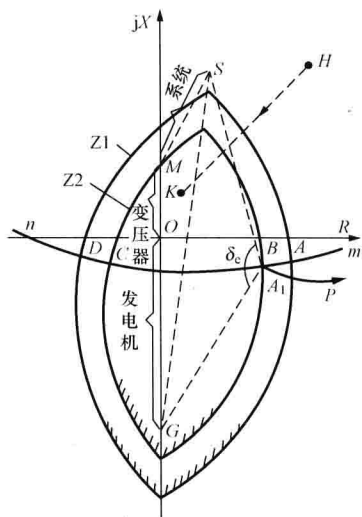


图 6-58 双透镜阻抗继电器动作特性

不稳定振荡时, 机端测量阻抗若按图中 mn 轨迹移动, 则依次经过 A、B、C、D 点, $A \rightarrow B$ 、 $B \rightarrow C$ 、 $C \rightarrow D$ 的时间分别为 Δt_1 、 Δt_2 、 Δt_3 。当发生短路故障时, 机端测量阻抗由正常工作点 H 突变到 K, 虽然经过 Z1、Z2 动作区, 但因几乎是同时的, 故可用时间 Δt_1 进行鉴别。稳定振荡时, 机端测量阻抗不能进入 Z2 动作区内, 可能进入 Z1 动作区, 而后沿 A_1P 变化。

2. 逆功率保护

对于汽轮发电机, 当主汽门误关闭或机炉保护动作关闭主汽门而出口断路器未跳闸时, 发电机转为电动机运行, 由输出有功功率变为从系统吸取有功功率, 即称逆功率。逆功率运行, 对发电机并无危害, 但汽轮机尾部长叶片与残留蒸汽摩擦, 会导致叶片过热, 造成汽机事故。因此, 在大型汽轮发电机组上应装设逆功率保护。

逆功率保护主要由一个灵敏的有功功率继电器构成。

设 P_{oper} 为逆功率继电器的动作功率, 则其动作条件为 $P \leq -P_{oper}$, 其中负号表示从系统吸收有功功率。

$P \leq -P_{oper}$ 在复功率平面上是平行于 P 轴的一条直线, 如图 6-59 (a) 所示。将图中各量除以 U^2 , 则得到在导纳平面上表示的动作特性, 其中导纳如图 6-59 (b) 所示, 可表示为

$$Y = -\frac{P_{oper}}{U^2} \pm j \frac{Q}{U^2} = -g_{oper} \pm jb \quad (6-64)$$

因此, 逆功率继电器是动作特性为一条平行于 b 轴的直线型导纳继电器。如将导纳动作特性反演到阻抗平面上表示, 则对应于动作边界的测量阻抗为

$$Z = \frac{1}{Y} = \frac{1}{-g_{oper} \pm jb} = \frac{1}{-2g_{oper}} (1 + e^{\pm j2\varphi}) \quad (6-65)$$

由式 (6-65) 知道, 在阻抗平面上的动作特性是一与纵轴相切于原点且对称于横轴的圆, 如图 6-59 (c) 所示, 其圆心位于 $(0, -\frac{1}{2g_{oper}} = -\frac{1}{2}r_{oper})$, 半径为 $\frac{1}{2g_{oper}}$ 。

因此, 当继电器采用绝对值比较方式时, 其动作条件为

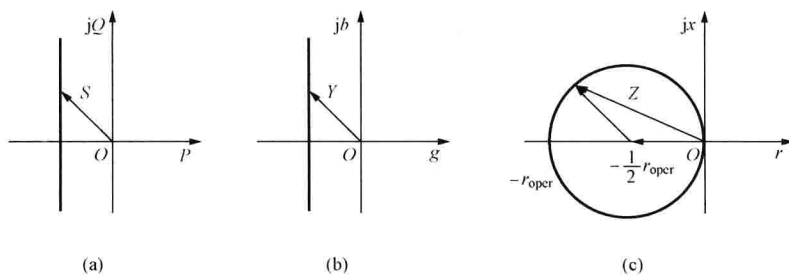


图 6-59 逆功率继电器的动作边界

$$\left| Z + \frac{r_{\text{oper}}}{2} \right| \leq \left| \frac{r_{\text{oper}}}{2} \right| \quad (6-66)$$

6.2.9 同步发电机过电压保护

对于水轮发电机，由于调速系统动作迟缓，容易在甩负荷后出现不允许的过电压，规程规定都装设过电压保护。

对于中、小型汽轮发电机，因有快速动作的调速器，当转速超过额定值后，汽轮机危急保安器也会动作关闭主汽门，可防止由于转速升高引起的过电压，因此，中小型汽轮发电机一般不装过电压保护。

对于大型汽轮发电机，都装设了过电压保护。这是因为，在运行实践中，大型汽轮发电机出现危及绝缘安全的过电压是比较常见的现象。

过电压保护使用有以下两种情况。

(1) 如果大型机组与电网联系较强时，正常运行过程中即使线路跳闸或励磁系统故障也不可能引起过电压。只在发电机并列时，因运行人员操作不当或自动调整励磁装置失灵而造成过电压。这时过电压保护仅在试验或起、停机以及发电机绝缘状况不良时才投入跳闸，一般情况保护只动作于信号。动作电压取 $U_{\text{oper}} = 1.2U_N$ ，动作时限取 2s。

(2) 大型汽轮发电机与电网联系较弱时，当一回线甩负荷或半导体励磁系统故障时，会引起过电压。为防止发电机绝缘损坏正常运行时投入跳闸。其动作电压取

$$U_{\text{oper}} = 1.2U_N$$

动作时间取 0.5s。

过电压保护原理接线如图 6-60 所示，由于过电压是对称的，故只装一只电压继电器。过电压保护由电压继电器、时间继电器、信号继电器和出口中间继电器所组成。

6.3 发电机—变压器组保护

随着大容量机组和大型发电厂的出现，发电机—变压器组的接线方式在电力系统获得广泛的应用。在发电机和变压器上可能出现的故障和不正常运行状态，在发电机—变压器组上同样可能发生，所以发电机—变压器组设置的保护与发电机、变压器相同。但如果将发电机—变压器组看作一个工作元件，则发电机和变压器中某些性能相同的保护可合并成一个公用的保护，如纵差动保护、后备保护、过负荷保护等。这样不仅使保护简化、经济，而且保护的可靠性也得到了提高。

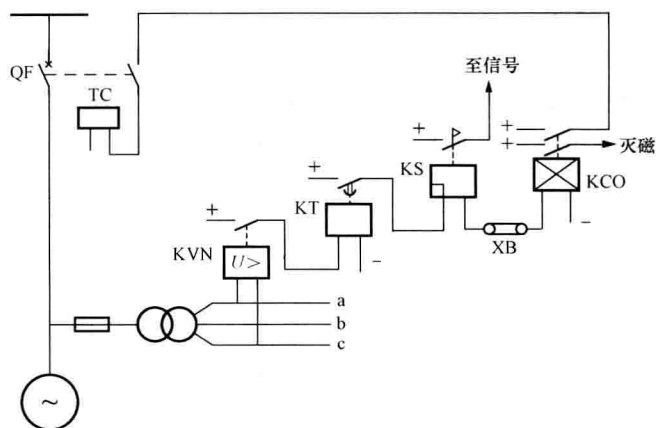


图 6-60 过电压保护原理接线图

现将发电机—变压器组保护特点说明如下。

6.3.1 纵差动保护特点

(1) 当发电机和变压器之间无断路器时，一般装设整组共用的纵差动保护，如图 6-61 (a) 所示。但对大容量的发电机组，发电机还应装设单独的纵差动保护，如图 6-61 (b) 所示。

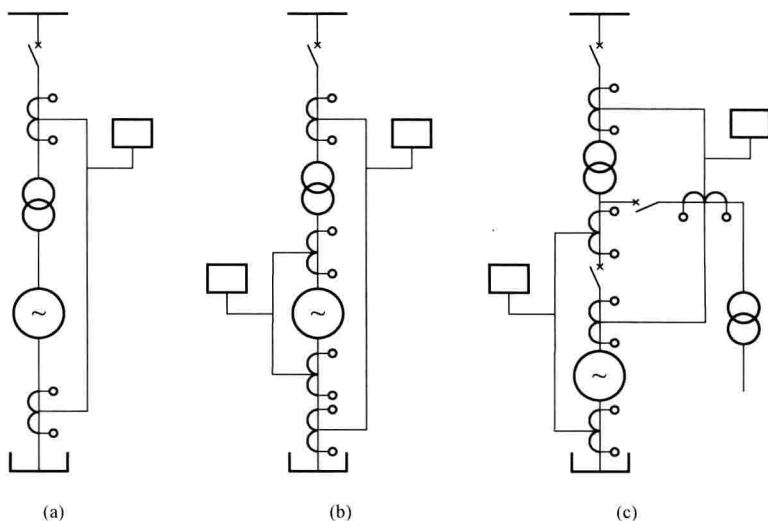


图 6-61 发电机—变压器组纵差动保护单相示意图

对于水轮发电机和绕组直接冷却的汽轮发电机，当公用的差动保护的動作电流大于 1.5 倍发电机额定电流或发电机内部发生故障灵敏度不满足要求时，发电机也应装设单独的纵差动保护。

(2) 当发电机和变压器之间有断路器时，发电机和变压器应分别装设纵差动保护，如图 6-61 (c) 所示。

(3) 当发电机与变压器之间有分支线（如厂用分支）时，发电机与变压器应装设独立的纵差动保护，同时把分支线也包括在差动保护范围以内，其接线如图 6-61 (c) 所示。注意分支线上电流互感器的变比应与发电机回路的相同。

6.3.2 后备保护的特点

大型发电机—变压器组的后备保护，从发电机转子发热和机械方面考虑，要求较快地切除故障，此时可采用双重快速保护，如设置两套纵差动保护或两段式后备保护。

大型发电机—变压器组都与 220kV 及以上电压母线相连接，其高压输电线路一般都配置较完善的保护装置，因此后备保护可不作线路远后备。但对母线短路故障，后备保护应有足够的灵敏度，且以尽可能短的时限切除短路故障。

后备保护的配置方式，一般有如下两种方式。

(1) 发电机—变压器组采用双重纵差动保护，且在变压器高压侧装设一套后备保护，如阻抗保护、复合电压起动的过电流保护等，作为母线保护的后备，如图 6-62 所示。

(2) 采用两段式后备保护，如图 6-63 所示。第Ⅰ段动作值按躲过高压母线短路故障整定，保护区不超过高压母线，保护动作后可瞬时或经过短延时动作于停机；第Ⅱ段按高压母线发生短路故障时能可靠动作整定，动作时间与相邻线路第Ⅰ段相配合，最长时限不得超过发电机允许的时间。两段均可采用全阻抗保护。

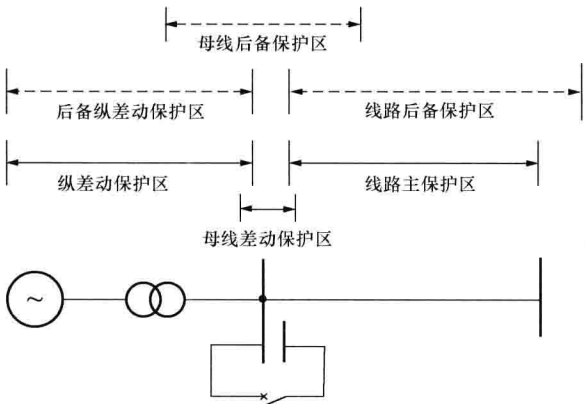


图 6-62 后备保护配置说明

线短路故障整定，保护区不超过高压母线，保护动作后可瞬时或经过短延时动作于停机；第Ⅱ段按高压母线发生短路故障时能可靠动作整定，动作时间与相邻线路第Ⅰ段相配合，最长时限不得超过发电机允许的时间。两段均可采用全阻抗保护。

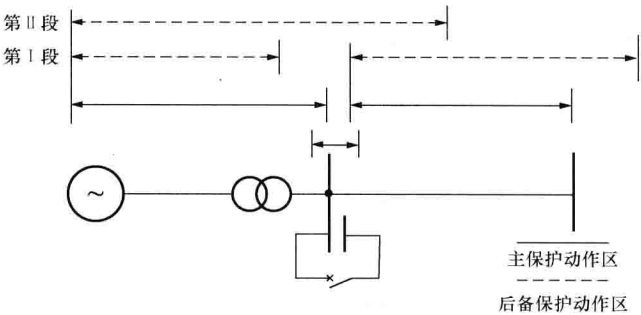


图 6-63 发电机变压器组两段式后备保护动作区示意图

6.3.3 发电机定子绕组单相接地保护的特点

对于发电机—变压器组，由于发电机与系统之间没有电的联系，因此，发电机定子接地保护就可以简化。

对发电机—变压器组，其发电机的中性点一般不接地或经消弧线圈接地。发生单相接地的接地电容电流通常小于允许值，故接地保护可以采用零序电压保护，并作用于信号。对大容量的发电机也应装设保护范围为 100% 的定子接地保护。

6.4 母线保护

6.4.1 母线故障和装设母线保护的基本原则

电力系统中的母线是具有很多进、出线的公共电气连接点，它起着汇集和分配电能的作用。所以，发电厂和变电站中的母线是电力系统中的一个重要组成元件。母线运行是否安全可靠，将直接影响发电厂、变电站和用户工作的可靠性，在枢纽变电站的母线上发生故障时，甚至会破坏整个系统稳定。

引起母线短路故障的主要原因有：由于空气污秽，导致断路器套管及母线绝缘子的闪络；母线电压和电流互感器的故障；运行人员的误操作，如带负荷拉隔离开关、带接地线合断路器等。

母线故障的类型，主要是单相接地和相间短路故障。与输电线路故障相比较，母线故障的几率虽较小，但其造成的后果却十分严重。因此，必须采取措施来消除或减少母线故障所造成的后果。一般说来，为切除母线故障，可采用以下两种方式。

1. 利用母线上其他供电元件的保护装置来切除故障

(1) 如图 6-64 所示，对单侧电源供电的降压变电站，当 B 变电站母线在 k 点处故障时，可利用线路 AB 上的电流保护的Ⅱ段或Ⅲ段来切除。

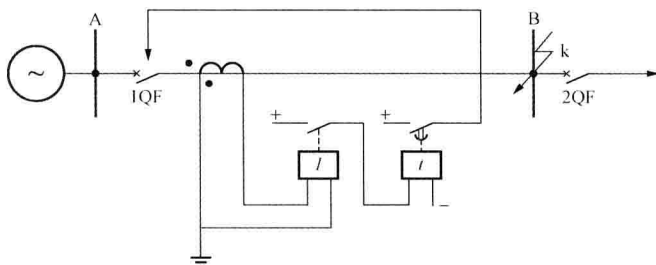


图 6-64 利用线路电流保护切除母线故障

(2) 如图 6-65 所示的独立运行的发电厂采用单母线接线，当母线上故障时，可利用发电机的过电流保护使断路器 1QF、2QF 跳闸，以切除母线故障。

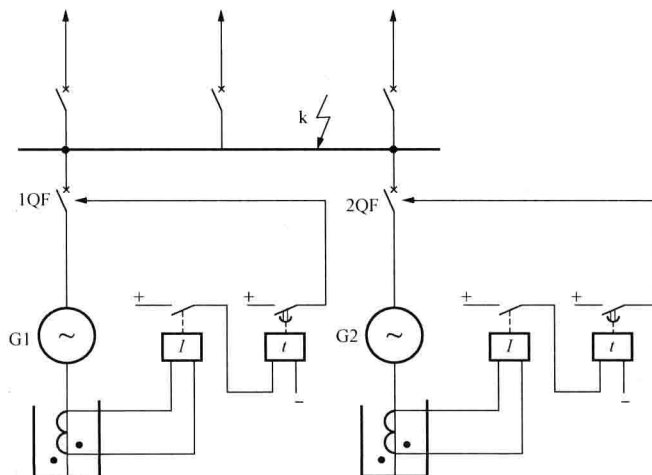


图 6-65 利用发电机的过电流保护切除母线故障

(3) 如图 6-66 所示的具有两台变压器的降压变电站, 正常时变电站的低压侧母线分裂运行, 当低压侧母线发生故障时 (如 k 点), 可由相应变压器的过电流保护跳开变压器断路器 1QF、2QF, 将母线短路故障切除。

虽然, 利用供电元件可以切除母线上的故障, 但它切除故障的时间较长, 在某些情况下是不允许的, 因此, 必须采取更有效的保护措施。

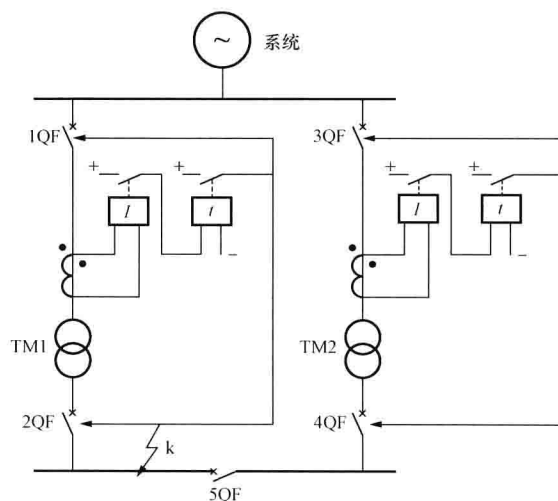


图 6-66 利用变压器的过电流保护切除低压母线故障

2. 采用专门的母线保护

(1) 对 220~500kV 母线, 应装设专用的、能快速且有选择地切除故障的母线保护。对 3/2 断路器接线, 每组母线宜装设两套母线保护。

(2) 110kV 及以上的双母线和分段母线上, 为保证有选择性地切除任一组 (或段) 母线上的故障, 而使另一组 (或段) 无故障的母线仍能继续运行, 应装设专用的母线保护。

(3) 110kV 及以上的单母线、重要发电厂或 110kV 及以上重要变电站的 35~66kV 母线, 按照装设全线速动保护的要求, 必须快速切除母线上的故障时, 应装设专用的母线保护。

(4) 对发电厂和主要变电站 6~10kV 分段母线及并列运行的双母线, 在下列情况下应装设专用母线保护。

1) 需快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障, 以保证发电厂和电力网的安全运行, 以及对重要负荷可靠供电时。

2) 当线路断路器不允许切除线路电抗器前的短路故障时。

由此可见, 母线保护除应满足其速动性和选择性外, 还应特别强调其可靠性并使接线尽量简化。电力系统中的母线保护, 一般采用差动保护就可以满足要求。因此, 母线差动保护得到广泛的应用。下面介绍几种常用的母线差动保护。

6.4.2 母线完全电流差动保护和不完全电流差动保护

1. 母线完全电流差动保护

(1) 母线完全电流差动保护的工作原理。母线完全差动保护的原理接线如图 6-67 所示, 和其他元件的差动保护一样, 也是按环流法的原理构成。在母线的连接元件上必须

装设专用的电流互感器,而且这些电流互感器的变比和特性完全相同,并将所有电流互感器的二次绕组在母线侧的端子互相连接,在外侧的端子也互相连接,差动继电器则接于两连接线之间,差动电流继电器中流过的电流是所有电流互感器二次电流的相量和。这样,在一次侧电流总和为零时,在理想的情况下,二次侧电流的总和也为零。此图为母线外部k点短路的电流分布图,设电流流进母线的方向为正方向。图中线路Ⅰ、Ⅱ接于系统电源,而线路Ⅲ则接于负载。

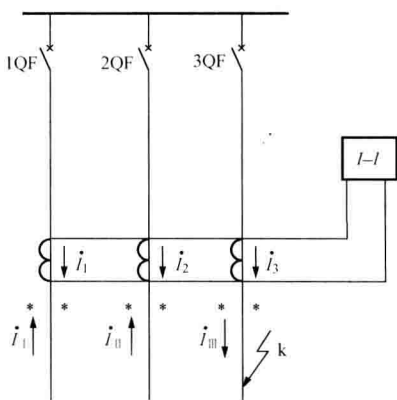


图 6-67 完全电流差动母线保护的原理接线图

1) 在正常和外部故障时(k点),流入母线与流出母线的一次电流之和为零,即

$$\sum i = i_1 + i_{II} - i_{III} = 0 \quad (6-67)$$

而流入继电器的电流

$$i_g = i_1 + i_2 - i_3 = \frac{1}{n_{TA}} (i_1 + i_{II} - i_{III}) \quad (6-68)$$

因电流互感器变比 n_{TA} 相同,在理想情况下流入差动继电器的电流为零,即 $i_g = 0$ 。

但实际上,由于电流互感器的励磁特性不完全一致和误差的存在,在正常运行或外部故障时,流入差动继电器的电流为不平衡电流,即

$$i_g = i_{unb} \quad (6-69)$$

式中 i_{unb} ——电流互感器特性不一致而产生的不平衡电流。

2) 母线故障时,所有有电源的线路,都向故障点供给故障电流,则

$$i_g = \frac{1}{n_{TA}} (i_1 + i_{II}) = \frac{1}{n_{TA}} i_k \quad (6-70)$$

式中 i_k ——故障点的总短路电流。此电流数值很大,足以使差动继电器动作。

(2) 母线完全差动保护的整定计算。当采用带速饱和变流器的差动继电器、电流互感器采用 D 级且按 10% 误差曲线选择时,差动继电器的动作电流按下述条件计算,并取较大者为整定值。

1) 按躲过电流互感器二次回路断线时的负荷电流,即

$$I_{oper.k} = K_{rel} \frac{I_{l,max}}{n_{TA}} \quad (6-71)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,一般取 1.3;

$I_{l,max}$ ——连接于母线上任一元件的最大负荷电流。

2) 躲过外部故障时差动回路中可能产生的最大不平衡电流,即

$$I_{oper.k} = 10\% K_{rel} K_{np} \frac{I_{k,max}}{n_{TA}} \quad (6-72)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,一般取 1.3;

K_{np} ——非周期分量影响系数,如差动继电器具有速饱和变流器时,可取 $K_{np} = 1$;

$I_{k,max}$ ——母线外部故障时,流过连接元件的最大短路电流。

(3) 灵敏度校验。起动元件和选择元件的灵敏度计算式为

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{k.\min}}{n_{\text{TA}} I_{\text{oper. k}}} \geq 2 \quad (6-73)$$

式中 $I_{k.\min}$ —— 母线短路故障的最小短路电流。

母线完全差动保护适用于大接地电流系统中的单母线或双母线经常只有一组母线运行的情况。

2. 母线不完全差动保护

母线完全差动保护要求连接于母线上的全部元件都装设电流互感器。这对于出线很多的 6~66kV 母线, 要实现完全差动保护就很困难。因为, 其一是设备费用贵, 其二是使保护接线复杂。为了解决上述问题, 可根据母线的重要程度, 采用母线不完全差动保护。

(1) 母线不完全差动保护的工作原理。为实现母线不完全差动保护, 则只需在有电源的元件上装设变比和特性完全相同的 D 级电流互感器。如图 6-68 所示, 只在发电机、变压器、分段断路器(母联断路器)上装设电流互感器, 且电流互感器只装设在 A、C 两相上, 按差动原理连接, 在差动回路中接入 1KD、2KD 差动继电器。因没有将所有连接元件都接入差动回路, 故称不完全电流差动保护。

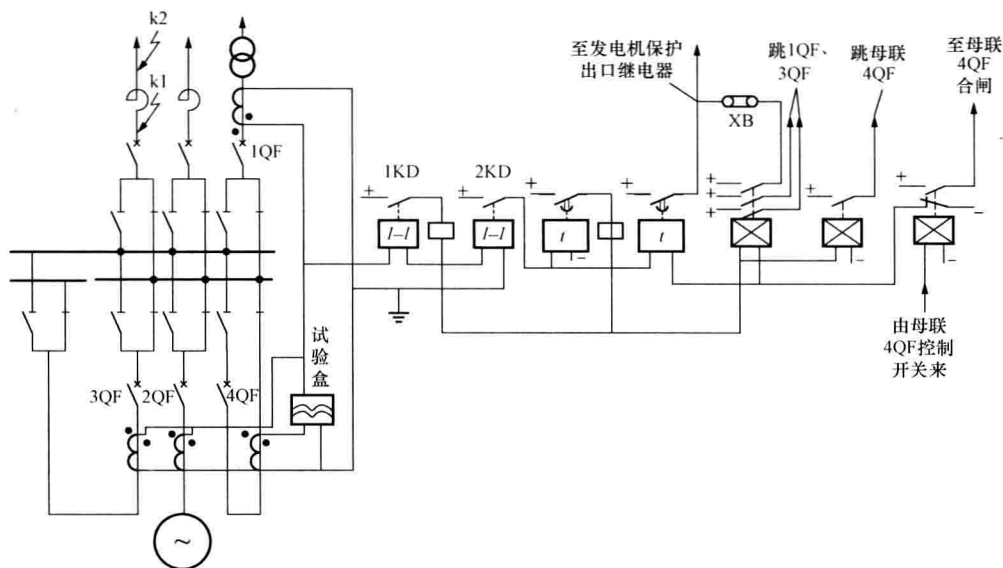


图 6-68 母线不完全电流差动保护原理接线图

正常运行时, 保护所流过的是各馈电线路负荷电流之和; 馈电线路上发生短路故障时, 保护所流过的是所有供电元件向短路点供给的总的短路电流(由于短路回路包括电抗器, 所以短路电流较小), 保护不动作; 在母线上短路时, 保护流过的也是所有供电元件向短路点供给的总的短路电流, 但此时短路电流不流过电抗器, 所以短路电流较大, 保护动作。速断保护动作跳开 1QF、3QF、4QF; 过电流保护动作跳开发电机出口断路器 2QF。

(2) 母线不完全差动保护的整定计算。母线不完全差动保护由差动电流速断和差动过电流两段组成。第 I 段由差动继电器 1KD 实现, 当在母线上或馈电线路电抗器前(如图 6-68 中 k1 点)发生短路故障时, 能瞬时将供电元件的断路器跳开(各馈电线路断路器因采用轻

型断路器,故不能断开本线路电抗器前的短路故障)。因此,继电器的动作电流应躲过在馈电线路电抗器后发生短路故障(如图6-68中k2点)时流过1KD的最大电流,即

$$I_{\text{oper. k}}^{\text{I}} = \frac{K_{\text{rel}}}{n_{\text{TA}}} (I_{\text{k. max}} + I_{\text{L. max}}) \quad (6-74)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,取1.2;

$I_{\text{k. max}}$ ——馈电线路电抗器后发生短路故障时的最大短路电流;

$I_{\text{L. max}}$ ——除故障线路外各馈电线路负荷电流之和的最大值。

第Ⅱ段为过电流保护,由差动继电器2KD实现。作为电流速断的后备,动作电流整定原则与线路定时限过电流保护同,即

$$I_{\text{oper. k}}^{\text{II}} = \frac{K_{\text{rel}} K_{\text{ss}}}{K_{\text{res}} n_{\text{TA}}} I_{\text{L. max}} \quad (6-75)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数,取1.3;

K_{ss} ——自启动系数,取2~3;

K_{res} ——差动继电器(2KD)的返回系数,取0.8;

$I_{\text{L. max}}$ ——各馈电线路负荷电流之和的最大值。

动作时限应比馈电线路过电流保护最大动作时限长一个时限级差 Δt 。

电流速断灵敏度校验,按照母线上短路流过保护的最小短路电流与保护动作电流之比来计算,要求灵敏系数不小于1.5;过电流保护灵敏度校验,按照引出线末端短路流过保护的最小短路电流与保护动作电流之比来计算,要求灵敏系数不小于1.2。

实质上,上述保护是一个接于所有电源支路电流之和的电流速断保护,因此,它比简单的电流速断保护具有更高的灵敏度。由于它动作迅速,灵敏度高,而且接线也比较简单、经济,因此,在6~10kV发电厂及变电站的母线上得到了广泛的应用。

6.4.3 双母线固定连接运行的完全差动保护

当发电厂和重要变电站的高压母线为双母线时,为了提高供电的可靠性,常采用双母线同时运行,母线联络断路器处于投入状态。按照一定的要求,每组母线上都固定连接约二分之一的供电电源和输电线路,这种母线称为固定连接母线。当任一组母线故障时,只切除接于该母线上的元件,而另一组母线上的连接元件则照常运行,从而缩小了停电范围,并提高了供电的可靠性。因此,双母线差动保护要有:能判别母线区内故障还是区外故障的起动元件;能区别哪一组母线故障的选择元件。

1. 双母线固定连接的差动保护的组成

双母线固定连接方式的差动保护单相原理接线图,如图6-69所示,它的主要部分由三组差动保护组成。第一组用于选择母线Ⅰ的故障,它包括电流互感器1、2、6和差动继电器1KD;第二组用于选择母线Ⅱ的故障,它包括电流互感器3、4、5和差动继电器2KD;第三组实际上是将母线Ⅰ、Ⅱ都包括在内的完全差动保护,它包括电流互感器1~6和差动继电器3KD。无论母线Ⅰ或母线Ⅱ故障,3KD都动作;当外部故障时,3KD不动作。因此3KD作为整个保护的起动元件。

2. 双母线固定连接的差动保护的工作原理

正常运行或保护区外部(k点)故障时,由图6-70所示的二次电流分布情况可见,流经差动电流继电器1KD、2KD和3KD的电流均为不平衡电流,而保护装置是按躲过外部故障时最大不平衡电流来整定的。所以,差动保护不会误动作。

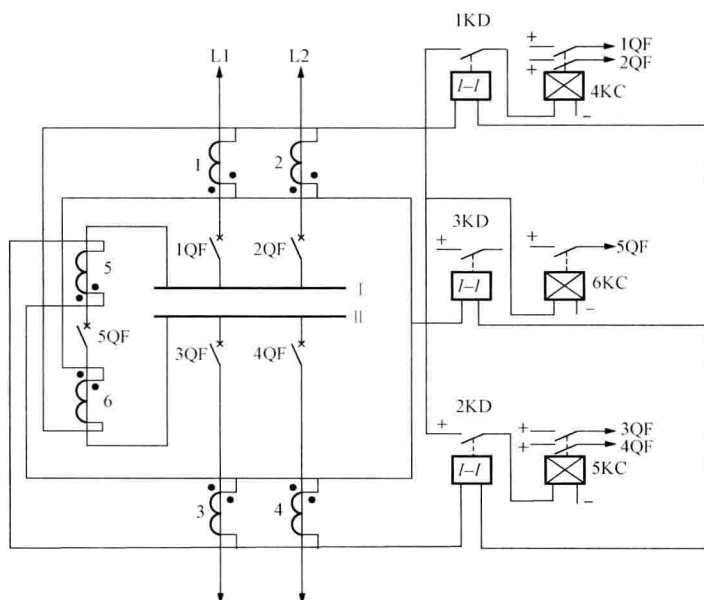


图 6-69 双母线固定连接的差动保护单相原理图

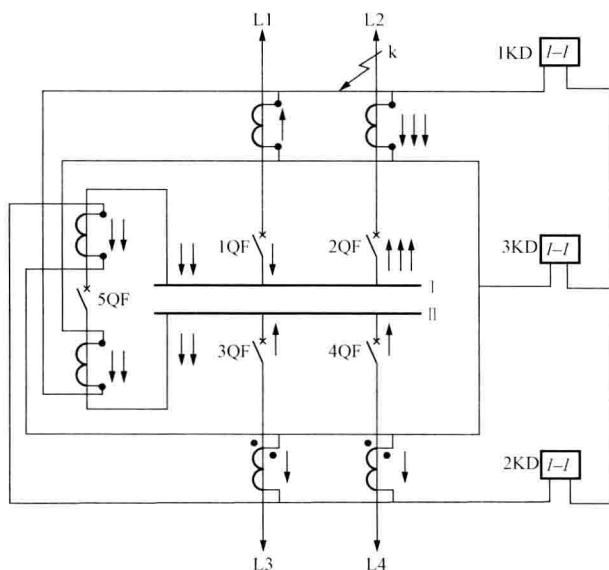


图 6-70 按固定连接的母线差动保护在区外故障时的电流分布

任一组母线区内故障时，如母线 I 上 k 点发生故障，由图 6-71 所示的二次电流分布情况可见，流经差动电流继电器 1KD、3KD 的电流为全部故障二次电流，而差动继电器 2KD 中仅有不平衡电流流过，所以，1KD 和 3KD 动作，2KD 不动作。由图 6-69 可见，3KD 动作后起动中间继电器 6KC，从而使母线联络断路器 5QF 跳闸，并发出母联断路器跳闸信号。1KD 动作后，起动中间继电器 4KC，从而使断路器 1QF 和 2QF 跳闸并发出相应的跳闸信号。这样，既把故障的 I 组母线切除，同时使没有故障的 II 组母线仍继续保持运行，提高了

电力系统供电的可靠性；同样，可以分析母线Ⅱ上发生故障时的保护动作情况。

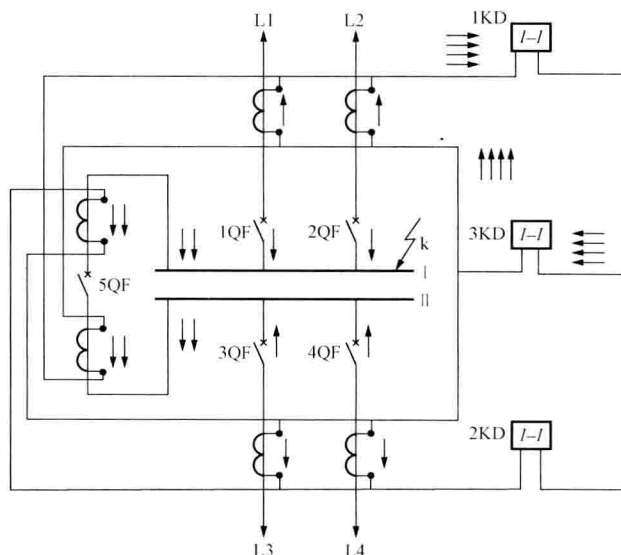


图 6-71 按固定连接的母线差动保护在区内故障时的电流分布

3. 母线固定连接方式破坏时保护动作情况的分析

母线固定连接方式的优点是，任一母线故障时，能有选择地、迅速地切除故障母线，没有故障的母线继续照常运行，从而提高了电力系统运行的可靠性。但在实际运行过程中，由于设备的检修、元件故障等原因，母线固定连接常常被破坏。例如，将线路 L2 从 I 组母线切换至 II 组母线时，如图 6-72 所示。由于差动保护的二次回路不跟着切换，从而失去构成差动保护的基本原则，按固定连接工作的两母线差动保护的选择元件，都不能反应该两组母线上实有设备的电流值。线路 L2 上外部故障时（k 点），差动电流继电器 1KD 和 2KD 都将流过较大的差电流而误动作。而 3KD 仅流过不平衡电流，不会动作。由于 1KD 和 2KD 触点的正电源受 3KD 触点所控制，而这时 3KD 若不动作，就保证了保护不会误跳闸。由此可见，起动元件 3KD，当固定连接破坏时，能够防止外部故障时差动保护误动作。

当 I 组母线故障时，如图 6-73 所示，差动继电器 1KD、2KD、3KD 都有故障电流流过，这样，起动元件 3 和选择元件 1、2 都动作，从而将两组母线上的引出线全部切除。这样就扩大了故障范围，是不允许的。因此，就希望尽量保证固定连接的运行方式不被破坏，从而限制了电力系统运行调度的灵活性，这是该保护的主要缺点。

6.4.4 母联电流相位比较式母线保护

双母线固定连接运行的完全差动保护的缺点是缺乏灵活性。为克服此缺点，目前在双母线同时运行的系统中，广泛采用另一种差动保护——母联相位差动保护，它适用于双母线连接元件运行方式经常改变的母线上。

母联电流相位比较式母线差动保护的原理是比较母线联络断路器回路的电流与总差动电流的相位关系。该保护的单相原理接线图示于图 6-74。它的主要元件是起动元件 KD 和选择元件 1KW、2KW。起动元件 KD 接于所有引出线（不包括母联断路器回路）的总差动电流，KW 的两个绕组分别接入母联断路器回路的电流和总差动回路的电流，通过比较这两个

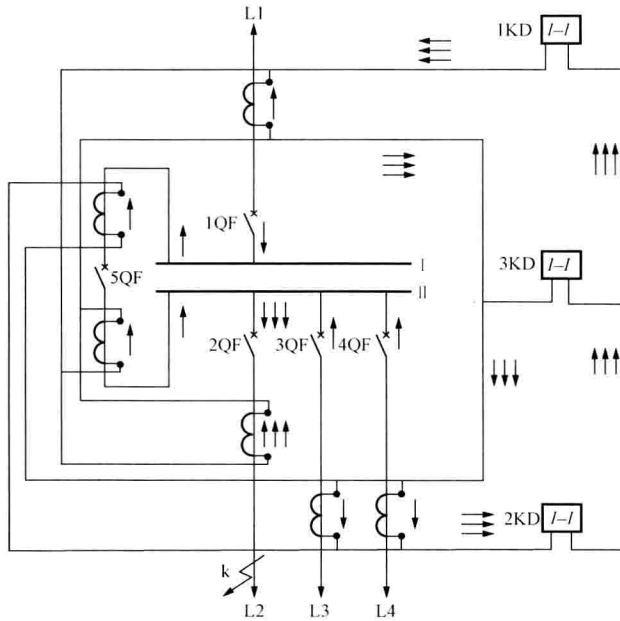


图 6-72 固定连接破坏后母线区外故障时的电流分布

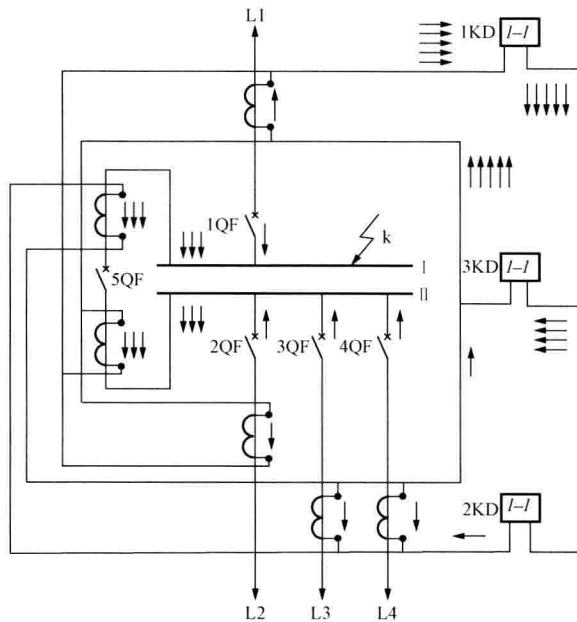


图 6-73 固定连接破坏后母线 I 上发生故障时的电流分布

回路中电流的相位来获得选择性。在图 6-74 (a) 所示双母线接线中, 假设 I、II 母线并列运行, I 母线和 II 母线的连接元件中均有电源线路, 规定母联电流 \dot{I}_5 的正方向为由 II 母线流向 I 母线, 则当 I 母线上的 k1 点发生短路故障时, 母联电流 \dot{I}_5 为

$$\dot{I}_5 = \dot{I}_3 + \dot{I}_4$$

短路电流 \dot{I}_k 为

$$\dot{I}_k = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_4 \quad (6-76)$$

显然, 当不计各电源间的相角差和各元件阻抗角的不同时, \dot{I}_5 和 \dot{I}_k 同相位, 如图 6-74 (b) 所示。

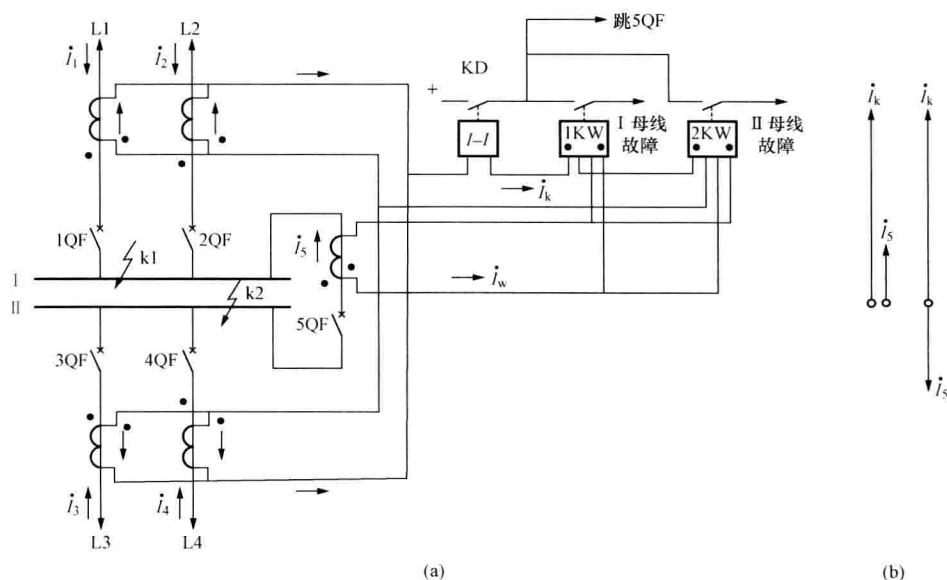


图 6-74 母联电流与短路电流相位比较

(a) 原理接线图; (b) 相量图

II 母线上的 k2 点发生短路故障时, 母联电流 \dot{I}_5 为

$$\dot{I}_5 = -(\dot{I}_1 + \dot{I}_2)$$

短路电流 \dot{I}_k 仍如式 (6-76) 所示。所以 \dot{I}_5 与 \dot{I}_k 反相位, 如图 6-74 (b) 所示。

可见, 以图示 \dot{I}_5 为正方向时, 若 \dot{I}_5 与 \dot{I}_k 同相位, 则判别为 I 母线上发生了短路故障, 若 \dot{I}_5 与 \dot{I}_k 反相位, 则判别为 II 母线上发生了短路故障。

起动元件 KD 的作用是区分两组母线的内部故障还是外部故障, 只有在母线发生短路时, 起动元件动作后整组母线保护才得以起动。

由以上分析可见, 起动元件 KD 动作说明母线故障, 如果此时 1KW 也动作, 判别为 I 母线短路故障; 同样 KD 动作后、2KW 也动作, 判别为 II 母线上发生了短路故障。

这种母线保护不要求元件固定连接于某一组母线, 可大大地提高母线运行方式的灵活性, 这是它的主要优点。但它也存在以下缺点。

(1) 正常运行时母联断路器必须投入运行。

(2) 当母线故障, 母线保护应该动作, 但如果母联断路器拒动, 将造成由非故障母线的连接元件通过母联继续供给短路电流, 使故障不能切除。

(3) 当母联断路器和母联电流互感器之间发生故障时, 将会切除非故障母线, 而故障母线反而不能切除, 因而存在死区。

(4) 两组母线相继发生故障时, 只能切除先发生故障的母线, 后发生故障的母线因这时母联断路器已跳闸, 选择性元件无法进行相位比较而不能动作, 因而不能切除故障。

6.4.5 微机电流型母线差动保护

目前, 微机电流型母差保护在国内各电力系统中得到了广泛的应用。

1. 保护作用原理及逻辑框图

微机电流型母差保护的作用原理是克希荷夫第一定律。即在正常运行或外部故障时流入母线的电流等于流出母线的电流。此时

$$\sum_{j=1}^n \dot{I}_j = 0 \quad (6-77)$$

式中 n ——母线上连接的元件数;

\dot{I}_j ——母线上所连第 j 条出线的电流。

即母线在正常运行及外部故障时流入母线的电流等于流出母线的电流, 各电流的相量和等于零。

当母线故障时流入母线的电流为所有有源支路供给的短路电流之和, 即

$$\left| \sum_{j=1}^n \dot{I}_j \right| \geq I_{\text{oper}} \quad (6-78)$$

式中 I_{oper} ——母差元件的动作电流。

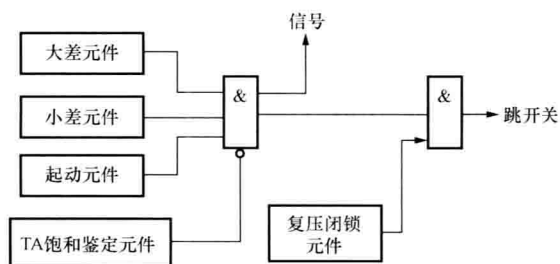


图 6-75 双母线或单母线分段母差保护的逻辑框图

母线差动保护, 主要由三个分相差动元件构成。另外, 为提高保护的动作可靠性, 在保护中还设置由起动元件、复合电压闭锁元件、TA 二次回路断线闭锁元件及 TA 饱和鉴定元件构成。大差元件用于检查母线故障, 而小差元件用于选择出故障所在的哪段或哪条母线。

双母线或单母线分段, 其一相母差保护的逻辑框图如图 6-75 所示。

2. 母差保护各组成元件的工作原理

(1) 小差元件。小差元件为某一条或某一段母线的差动元件, 其引入电流为该条母线上所有连接元件及母联断路器或分段断路器的 TA 二次电流, 其工作原理同母线完全电流差动保护。

(2) 大差元件。接入大差元件的电流为两条（或两段）母线所有连接单元（除母联或分段断路器之外）TA 二次电流。其工作原理同母联电流相位比较式母差保护中起动元件 KD。

不同型号母差保护, 采用的起动元件有差异。通常采用的起动元件有: 电压工频变化量（突变量）元件、电流工频变化量元件及差流超限元件。

(3) 起动元件。为提高母差保护的动作可靠性, 设置有专门的起动元件, 只有在起动元件动作后, 母差保护才能动作。

(4) TA 饱和鉴定元件。母线出线故障(区外故障)时该出线上母差 TA 可能饱和。由于某一出线元件 TA 的饱和,其二次电流大大减小(严重饱和时 TA 二次电流等于零),从而使 $\sum I_j$ 为较大值,可能使母差保护误动。为防止区外故障时由于 TA 饱和母差保护误动,在保护中设置 TA 饱和鉴别元件。

(5) 复合电压闭锁元件。前已述及,母差保护是电力系统的重要保护。母差保护动作后跳断路器的数量多,它的误动可能造成灾难性的后果。为防止保护出口继电器误动或其他原因误跳断路器,通常采用复合电压闭锁元件。只有当母差保护差动元件及复合电压闭锁元件均动作之后,才能作用于去跳各断路器。

在大电流系统中,母差保护复合电压闭锁元件,由低电压元件、负序电压及零序过电压组成。

6.4.6 断路器失灵保护

高压电网的保护装置和断路器,都应考虑一定的后备方式,以便在保护装置拒动或断路器失灵时,仍能够可靠地切除故障。相邻元件的远后备保护是最简单、最有效的后备方式,它既是保护拒动的后备,又是断路器拒动的后备。但在高压电网中,由于各电源支路的助增作用,实现这种后备方式往往不能满足灵敏度要求,且动作时间较长,容易引起事故范围的扩大甚至破坏系统稳定。所以,对于重要的 220kV 及以上电压等级的主干线路,为防止保护拒动,通常装设两套独立的主保护(即保护双重化),针对断路器拒动即断路器失灵,则装设断路器失灵保护。

断路器失灵保护又称后备接线。在同一发电厂或变电站内,当断路器拒绝动作时,它能以较短时限切除与拒动断路器连接在同一母线上所有电源支路的断路器,将断路器拒动的影响限制到最小。

1. 装设断路器失灵保护的条件

根据 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》,在 220~500kV 电网及 110kV 电网中的个别重要部分,可按下列规定装设断路器失灵保护。

(1) 线路保护采用近后备方式时,对 220~500kV 分相操作的断路器,可只考虑断路器单相拒动的情况。

(2) 线路保护采用远后备方式,由其他线路或变压器的后备保护切除故障将扩大停电范围(如采用多角形接线、双母线或单母线分段接线等)并引起严重后果的情况。

(3) 如断路器与电流互感器之间发生的短路故障不能由该回路主保护切除,而是由其他线路或变压器后备保护来切除,从而导致停电范围扩大并引起严重后果的情况。

2. 对失灵保护的要求

(1) 失灵保护必须有较高的安全性,不应发生误动作。

(2) 当失灵保护动作于母联和分段断路器后,相邻元件保护以相继动作切除故障时,失灵保护不能动作其他断路器。

(3) 失灵保护的故障判别元件和跳闸闭锁元件应保证断路器所在线路或设备末端发生故障时有足够的灵敏度。对于分相操作的断路器,只要求校验单相接地故障的灵敏度。

3. 断路器失灵保护工作原理

图 6-76 示出了断路器失灵保护的原理框图,保护由起动元件、时间元件、闭锁元件和跳闸出口元件等部分组成。

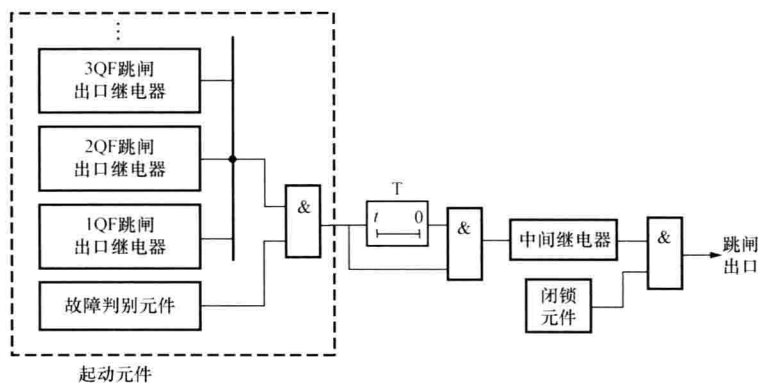


图 6-76 断路器失灵保护原理图

起动元件由该组母线上所有连接元件的保护出口继电器和故障判别元件构成。只有在故障元件的保护装置出口继电器动作后不返回（表示继电保护动作，断路器未跳开），同时在保护范围内仍然存在故障且故障判别元件处于动作状态时，起动元件才动作。

时间元件 T 的延时按断路器跳闸时间与保护装置返回时间之和整定（通常 t 取 $0.3 \sim 0.5s$ ）。当采用单母线分段或双母线接线时，延时可分两段，第 I 段动作于分段断路器或母联断路器，第 II 段动作跳开有电源的出线断路器。

为进一步提高工作可靠性，采用低电压元件和零序过电压元件作为闭锁元件，通过“与”门构成断路器失灵保护的跳闸出口回路。

对于起动元件中的故障判别元件，当母线上连接元件较少时，可采用检查故障电流的电流继电器，当连接元件较多时，可采用检查母线电压的低电压继电器。当采用电流继电器时，在满足灵敏度的情况下，应尽可能大于负荷电流，当采用低电压继电器时，动作电压应按最大运行方式下线路末端发生短路故障时保护有足够的灵敏度来整定。

本章小结

本章主要讲述了变压器、发电机、母线等主要电气设备根据 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的规定，针对它们常见的故障和不正常运行状态进行继电保护的配置，重点讲述了各种电气设备主保护及后备保护的工作原理、整定计算及应用的特点。

纵差动保护作为变压器、发电机和母线相间短路的主保护，为了提高保护的灵敏度，广泛采用具有比率制动特性的差动元件。在变压器差动保护中，由于变压器两侧电流大小和相位都不同，因此主要考虑采取各种措施来降低差动回路的不平衡电流，如采用二次谐波制动等。对于相间短路的后备保护实现方式有：过电流保护、低电压起动的过电流保护、复合电压起动的过电流保护和负序过电流保护等，主要应掌握各种过电流保护灵敏度及应用上的区别，过电流保护的動作时限可以采用定时限，而对于发电机负序过电流保护必须装设反时限过电流保护。对接地故障主要采用零序保护，对于大型机组必须装设定子绕组 100% 接地保护，变压器接地保护则要根据中性点是否接地和是否装设放电间隙来确定可采用零序电流、

零序电压保护或间隙过电流保护等。对双母线保护不仅要区分母线是正常运行和故障形式,还要选择出故障母线。针对电气元件的其他故障,主要根据故障时的特点装设相应的保护装置,如气体保护主要反应变压器油箱内部的各种故障,过负荷保护反应定子、转子绕组过负荷,转子绕组一点和两点接地保护反应转子绕组一点和两点接地,过励磁保护反应当系统电压升高或系统频率降低时,都会引起铁芯中磁感应强度增大,还有发电机的失磁保护、逆功率保护、失步保护、过电压保护等。

思考题

6-1 变压器可能出现哪些故障和异常运行状态?针对变压器油箱内部和外部故障应分别装设哪些保护?针对异常运行状态应装设哪些保护?

6-2 对于纵差动保护,产生不平衡电流的最本质的原因是什么?在变压器纵差动保护中,产生不平衡电流的因素有哪些?为什么?

6-3 三相变压器纵差动保护的接线如何实现?说明其特点。

6-4 何谓变压器的励磁涌流?有何特点?对变压器纵差动保护有何影响?试说明之。

6-5 在变压器纵差动保护中,如何克服不平衡电流和励磁涌流的影响?试说明之。

6-6 在YNd11接线变压器的纵差动保护中,如果YN侧C相电流互感器极性接反,试分析纵差动保护的行为。

6-7 在YNd11接线变压器的纵差动保护中,如果YN侧A相电流互感器二次断线(指电流互感器二次端子未接通),试分析纵差动保护的行为。

6-8 试说明采用二次谐波制动原理。

6-9 为什么说气体保护不能单独作为变压器的主保护?

6-10 何谓复合电压起动?复合电压起动与低电压起动相比,有何优点?试说明之。

6-11 变压器以中性点直接接地或不接地方式运行时,为什么要装设两套零序保护(即零序电流和零序电压保护)?它们是如何配合工作的?

6-12 在三绕组变压器中,若采用过电流保护作为后备保护,试分别就变压器为单侧,两侧和三侧有电源时说明保护的配置和保证保护选择性的措施。

6-13 发电机有哪些故障形式和异常运行情况?应该装设哪些保护?

6-14 发电机和变压器纵差动保护,在构成和原理上有哪些相同点和不同点?

6-15 何谓纵向零序电压?如何取得纵向零序电压?

6-16 何谓发电机的负序电流反时限保护?为何要采用负序电流反时限保护?

6-17 为何要实现100%定子绕组单相接地保护?如何实现100%定子绕组单相接地保护?

6-18 说明转子回路一点接地保护的工作原理。

6-19 试说明发电机失磁后机端测量阻抗的变化过程。

6-20 对失步保护有哪些要求?试说明双透镜阻抗特性失步保护的基本工作原理。

6-21 母线发生短路故障时,有哪些切除方法?试说明之。

6-22 何谓母线的完全电流差动保护和不完全电流差动保护?试说明不同点。

6-23 元件固定连接的双母线完全电流差动保护中,当元件固定连接破坏时,保护性能如何?试分析之。

6-24 在双母线固定接线的母线保护中,当某一连接元件电流互感器的二次回路发生断线时,若无断线闭锁,试分析区内、区外短路故障时保护的性能。

6-25 元件固定连接的双母线电流差动保护,当元件固定连接破坏后,例如将图 6-69 中,3QF 由Ⅱ组母线转接到Ⅰ组母线,试作出Ⅱ组母线故障时的电流分布图,并说明此时母线保护的動作行为。

6-26 在母联电流相位比较式的母线保护中,母联电流互感器二次回路断线或二次极性接反时,试分析上述两种情况下区内、区外短路故障时保护的性能。

6-27 双母线接线中,如何选择出故障母线?试对每一种选择方法作出基本评价。

6-28 双母线接线中,若在母联断路器和母联电流互感器之间发生短路故障,母线保护性能如何?试分析之。

6-29 断路器失灵保护的作用是什么?为提高断路器失灵保护动作的可靠性,一般应采取哪些措施?

第7章 微机继电保护

7.1 微机继电保护概述

7.1.1 微机继电保护的发展历史

基于数字计算机和实时数字信号处理技术实现的电力系统继电保护被称为数字式继电保护。在电力系统继电保护的学术界和工程技术界，数字式继电保护又常被称为计算机继电保护、微型机继电保护、微机继电保护等。

微机继电保护的产生与发展是从20世纪60年代开始的。1965年开始有人倡议用计算机构成继电保护装置，20世纪70年代，微机保护的研究工作主要是在理论探索阶段，着重于算法的研究、数字滤波的研究及实验室样机试验，为计算机继电保护的发展奠定了比较完整和牢固的基础。经过不断的努力，现在计算机继电保护的算法已经比较完善和成熟。在20世纪70年代后期，计算机硬件出现了重大突破，大规模集成电路技术飞速发展，微型计算机和微处理器进入了实用阶段，而且价格大幅度下降，可靠性、运算速度大幅度提高，这使得微机继电保护的研究出现了热潮。20世纪70年代后期国外已经有少数微机继电保护样机在电力系统中试运行。

我国从20世纪70年代末开始了计算机继电保护的研究，首先在各高等院校和一些科研单位开展了微机保护的研究工作。华北电力大学杨奇逊院士在微机保护的研究方面率先取得了实质性突破，之后一大批高等院校、科研院所都相继取得了进展。20世纪90年代中期，国内几大继电保护生产厂家相继开发出了高压线路微机保护装置的系列产品。到目前为止，微机保护装置已经涵盖了常规保护的所有领域。

我国微机保护的发展从硬件上看大体可分为三个阶段。

第一阶段是以单CPU的8位微处理器构成的微机保护装置。其主要特点为：保护采用8位微处理器MC6809构成微机系统，由于MC6809仅仅是一个CPU，因此需要在外部扩展很多硬件电路，所以总线必须引出插件，保护的存储器容量较小，程序和保护的定值均存放在EEPROM中，定值的修改十分不方便，保护装置中仅有软件时钟，当直流电源消失后时钟便停止运行，硬件不具备数据远传功能，由于仅有一个CPU，所有的保护功能只能集中由这个CPU处理，可靠性较低。其代表产品为WXB—01微机高压线路保护装置。

第二个阶段是以多个8位单片机组成的多微机系统。其主要特点为：具有多个8位单片机，由于采用了单片机，需要外部扩展的硬件电路较少，因此可以做到总线不引出插件，保护装置的定值存放在EEPROM中，定值的修改十分方便。设有硬件时钟芯片，依靠备用电源的支持，装置直流电源消失后，硬件时钟可继续运行，硬件上设计了数据远传的串行接口，由于硬件由多个单片机系统组成，因此一条输电线路的多种保护的功能可分散于不同的单片机系统，增加了保护装置的可靠性。其代表产品为WXB—11系列微机保护装置。

第三个阶段是利用了一种特殊单片机，将总线系统与CPU一起封装在一个集成电路块中，因此具有极强的抗干扰能力，即所谓的“总线不出芯片”原则。现今，数字信号处理器

(DSP) 在微机保护硬件系统中得到广泛应用, DSP 的优良特性, 使许多由于 CPU 性能等因素而无法实现的继电保护算法可以通过 DSP 来轻松完成, 同时也使得微机保护软件的发展逐渐进入了一个综合的智能化阶段。

目前无论是输电线路的保护还是电力主设备保护都有一系列成套实用的微机保护装置。在综合自动化的变电站里, 微型型继电保护已成为变电站综合自动化系统中一个子系统。微机保护还在不断发展和提高中, 我国电力系统微机保护将迎来一个更加辉煌繁荣的时代。

7.1.2 微机继电保护装置的特点

微机保护与常规保护相比具有以下特点。

1. 维护调试方便

整流型或集成电路型继电保护装置的调试工作量很大, 尤其是一些复杂的保护, 调试时间常常需要一周甚至更长。

微机保护硬件是由单片机和相关外设构成, 复杂的保护功能是由相应的软件来实现的。保护装置对硬件和软件都具有自诊断功能。通常只要给上电源后没有警报, 就可确认装置是完好的。所以对微机保护装置而言除了输入和修改定值外几乎不用调试。

2. 可靠性高

计算机在程序引导下, 有极强的综合分析和判断能力, 它可实现自动识别和排除干扰, 能够自动检测出本身硬件的异常部分, 因此可靠性很高。

3. 易于获得附加功能

给微机保护配置一台打印机等其他显示设备或提供通信接口, 可以在系统发生故障后提供多种信息: 保护各部分的动作顺序、动作时间、故障类型、相别及故障前后电压和电流的波形记录等。

4. 灵活性大

微机保护的功能由软件决定 (不同原理的保护可以采用通用的硬件), 因此, 只要改变软件就可以改变保护的特性和功能, 从而灵活地适应电力系统运行方式的变化。

5. 保护性能得到很好改善

微机的应用使传统的继电保护中存在的很多技术问题得到新的解决方法。如接地距离保护承受过渡电阻能力的改善, 距离保护如何区分振荡和短路, 变压器差动保护如何识别励磁涌流等。

6. 经济性好

计算机硬件的性能不断提高而价格一直在下降。而且, 微机保护是一个可编程序的装置, 它能实现多种功能, 使硬件种类大大减少。这样, 在经济性方面显然优于传统保护。

实践证明, 微机保护无论从动作速度还是动作性能及可靠性方面都将大大超越传统保护。

7.2 微机继电保护的硬件系统

7.2.1 微机保护装置硬件系统构成及作用

微机保护硬件系统主要包括数据采集系统、数据处理系统、开关量输入输出、人机接口、通信接口及电源回路六部分。微机继电保护系统硬件结构如图 7-1 所示。

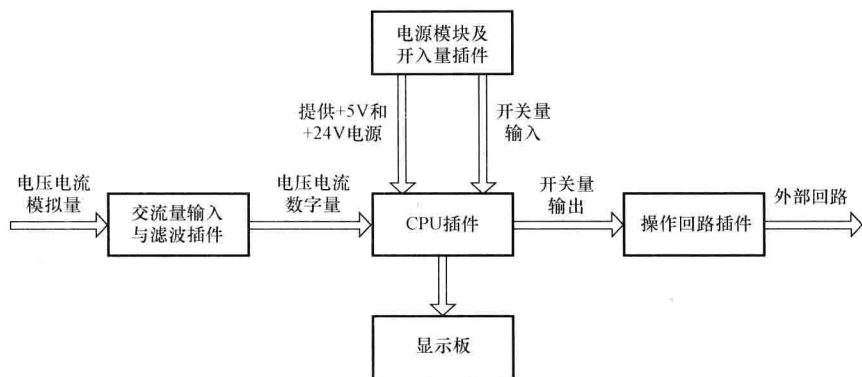


图 7-1 微机保护装置硬件结构示意图

1. 数据采集系统（交流量输入与滤波插件）

主要功能是采集由被保护设备的电流、电压互感器输入的模拟信号，并将此信号经过适当的预处理，它的作用就是完成输入信号的预处理工作。即对取自被保护元件的连续模拟信号进行必要的处理并将其变成离散信号，最后转换成数字信号，输入给微处理机。根据模数转换的原理不同，微机保护装置中模拟量输入回路有两种方式，一是基于逐次逼近型 A/D 转换的方式，二是利用电压/频率变换（VFC）原理进行 A/D 转换的方式。

2. 数据处理系统（CPU 插件）

微机保护装置的数字信号处理的核心部分，它将数据采集单元输出的数据进行分析处理，完成各种继电保护功能。

3. 开关量输入输出接口（开入量插件和操作回路插件）

它主要是由并行接口、光电隔离芯片和小型密封中间继电器组成。它的作用就是完成保护的出口跳闸、警报、外部接点输入等功能。

4. 人机接口（显示板）

人机接口包括显示器、键盘、各种面板开关、实时时钟、打印电路等。它的作用就是实现人机对话，如调试、定值调整及对机器工作状态的干预等。

5. 通信接口

它包括通信接口电路及接口，以实现多机通信或联网。包括维护口、监控系统接口、录波系统接口等，满足各种通信规约。

6. 电源（电源模块）

它供给微处理器、数字电路、A/D 转换芯片及继电器所需的电源。可以采用开关稳压电源或 DC/DC 电源模块，提供 +5V、+24V、±15V 电源。

7.2.2 微机保护装置的几种典型结构

在实际应用中，微机保护装置分为单 CPU 和多 CPU 的结构方式。在中、低压保护中多采用单 CPU 结构方式，高压及超高压变电站复杂保护装置广泛采用多 CPU 的结构方式。

1. 单 CPU 的结构原理

单 CPU 的微机保护装置是指整套微机保护共用一个系统 CPU，数据采集处理、开关量采集、出口信号及通信等均由一个单片微机控制。模拟量输入回路、单片微机系统、开关量输入输出各部分均通过总线（BUS）联系在一起，由 CPU 通过 BUS 实现信息数据传输和

控制。

单 CPU 结构的微机保护虽然结构简单,但其容错能力不高,一旦 CPU 或其中某个插件工作不正常就影响到整套保护装置。由于后备保护与主保护共用同一个 CPU,因此主保护不能正常工作时往往也影响到后备保护,其可靠性必然下降。

2. 多 CPU 微机保护装置的结构原理

所谓多 CPU 的结构方式就是在一套微机保护装置中,按功能配置多个 CPU 模块,分别完成不同保护原理的多重主保护和后备保护及人机接口等功能。显然这种多 CPU 结构方式的保护装置中,如有任何一个模块损坏均不影响其他模块保护的正常工作,有效地提高了保护装置的容错水平,防止了一般性硬件损坏而闭锁整套保护。

多 CPU 结构的微机保护装置硬件框图如图 7-2 所示,这是我国 WXB-11 型微机保护装置的典型结构框图。

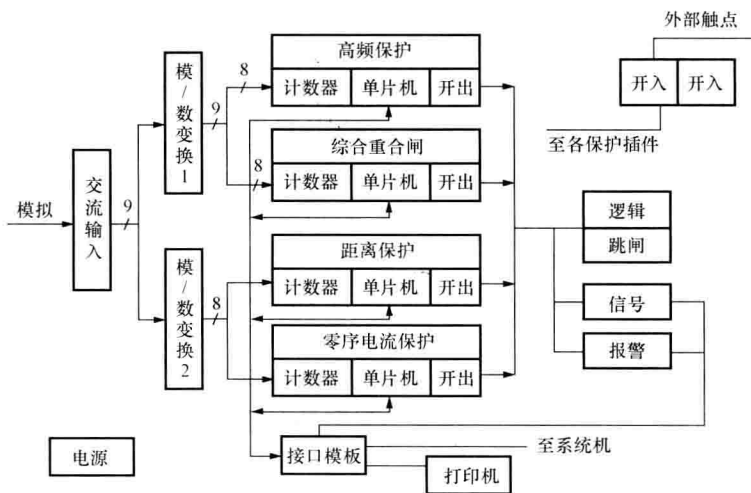


图 7-2 多 CPU 结构的微机保护装置硬件框图

该保护装置由 4 个硬件完全相同的保护 CPU 模块构成,分别完成高频保护、距离保护、零序电流保护以及综合重合闸等功能。另外还配置了一块带 CPU 的接口模板(Monitor),完成对保护(CPU)模块巡检、人机对话和与监控系统通信联络等功能。由图 7-2 可见,整套保护装置仍然由模拟量输入、单片微机系统、人机接口及开入开出回路、电源等组成。模拟量输入回路包括有交流输入、模/数变换 1、模/数变换 2;单片微机系统即保护 CPU 模块由高频、距离、零序电流、综合重合闸等保护组成;人机接口模块由带 CPU 的接口模板和打印机等构成;开关量输入、开关量输出通道包括逻辑、跳闸、信号、报警电路。此外还有逆变电源部分。

保护 CPU 部分由 4 个独立的保护 CPU 模块组成,其中高频保护和综合重合闸共用一块模数变换插件,距离保护和零序电流保护共用另一块模数变换插件。这样的接线方式增加了保护的冗余量,从而进一步提高了保护的可靠性,但相对增加了保护的复杂性。

多 CPU 结构的保护装置中,每个保护 CPU 插件都可以独立工作。各保护之间不存在依赖关系。例如高频保护是由高频距离和高频零序方向两个主保护组成,其中距离元件和零序方向元件都是独立的,不依赖于距离保护 CPU 和零序保护 CPU 插件中的距离元件及零

序方向元件。保护 CPU 的完整性和独立性又大大提高了保护可靠性。

多 CPU 结构的保护装置实质上是主从分布式的微机工控系统，人机接口部分是主机，完成集中管理及人机对话的任务。而单片机保护部分是 4 个从机，它们分别独立完成各种保护任务。4 种保护综合完成一条高压输电线路的全部保护，即输电线路各类相间和接地故障的主保护和后备保护，并能完成综合重合闸功能。

3. 采用 DSP 的微机保护装置结构

数字信号处理器 (DSP) 是进行数字信号处理的专用芯片，其高速运算和实时数字信号处理性能较强，可以将许多 CPU 无法实现的保护算法予以实时实现。

采用 DSP 的微机线路保护装置硬件框图如图 7-3 所示。采用单片机加 DSP 的结构，将主、后备保护集成在一块 CPU 板上，DSP 和单片机各自独立采样，由 DSP 完成所有的数字滤波、保护算法和出口逻辑，由 CPU 完成装置的总起动和人机界面、后台通信及打印功能。图 7-3 中，QDJ 为保护装置的起动继电器，CPU 插件是装置核心部分。装置采样率为每周波 24 点，在每个采样间隔内对所有保护算法和逻辑运算进行实时计算，使得装置具有很高的可靠性及安全性。

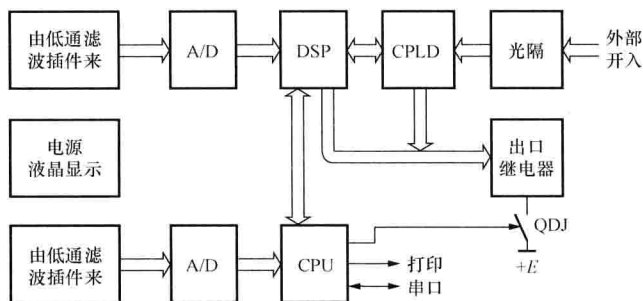


图 7-3 采用 DSP 的微机线路保护装置硬件框图

7.2.3 微机保护数据采集系统（模拟量输入系统）

电力系统中的电量信号都是在时间和数值上连续变化的信号，因此，都属于模拟信号。而微机继电保护装置是对数字信号进行处理，所以必须把模拟信号转变为计算机能够处理的数字信号。模拟量输入电路的主要作用是隔离、规范输入电压及完成模/数变换，以便与 CPU 接口，完成数据采集任务。

微机保护的模/数变换方式主要有两种，即 ADC 和 VFC 的两种变换方式。这两种模/数变换方法从原理到结构均不相同。ADC 是直接将模拟量转变为数字量的变换方式，而 VFC 是将模拟量电压先转变为频率脉冲量，通过脉冲计数变换为数字量的一种变换方式。

1. 逐次逼近原理的数据采集系统 (ADC)

采用模/数变换芯片，直接将模拟量变换为数字量的模/数变换方式称为 ADC 型的模/数变换方式。采用该种变换方式的数据采集系统，称为 ADC 式数据采集系统。该转换器能够真实反映输入信号中的高频分量，因此在许多应用高频分量的保护中，特别是元件保护中得到了广泛的应用。

对于一个采用逐次逼近 A/D 芯片构成的典型数据采集系统，其方框图如图 7-4 所示。它包括电压形成回路、模拟滤波器 ALF、采样保持器 S/H、多路转换开关 MPX 及 A/D 转换五部分，现分别介绍其基本工作原理及作用。

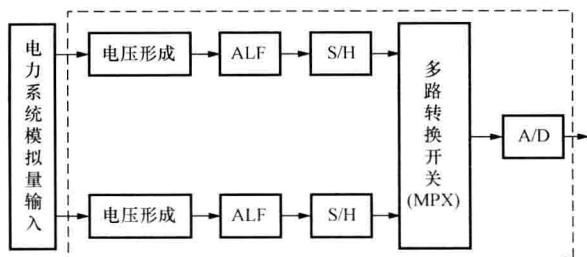


图 7-4 ADC 式数据采集系统

(1) 电压形成回路。微机保护的模拟输入信号从电流互感器 (TA)、电压互感器 (TV) 的二次侧取得, 但这些互感器的二次电流或电压不适应模/数转换器的工作要求, 一般采用各种中间变换器来对它进行变换, 如电流变换器、电压变换器和电抗变换器等, 如图 7-5 所示。将 TA、TV 的二次电流、电压输出转化为计算机能够识别的弱电信号, 一般输出信号为 $\pm 5\text{V}$ 或 $\pm 10\text{V}$, 具体决定于所用的模/数转换器。

对于电流的变换, 一般采用电流变换器并在其二次侧并联电阻以取得所需电压, 改变电阻值可以改变输出范围的大小; 也可以采用电抗变换器, 两者各有优缺点。电抗变换器的优点是由于铁芯带气隙而不易饱和, 线性范围大, 同时有移相作用; 其缺点是会抑制直流分量, 放大高频分量。因此当一次流过非正弦电流时, 其二次电压波形将发生畸变, 这是所不希望的。其抑制非周期分量作用在某些应用场合也可能成为优点。电流变换器最大的优点是只要铁芯不饱和, 其二次电流及并联电阻上电压的波形基本保持与一次电流波形相同且同相, 即它的变换可使原信息不失真。转变的信号不失真对微机保护是很重要的, 只有在这种条件下做精确的运算或定量分析才有意义。至于移相、提取某一分量或抑制某些分量等, 在微机保护中, 根据需要可以容易地通过软件来实现。电流变换器的缺点是, 在非周期分量的作用下容易饱和, 线性度较差, 动态范围小。

电压形成回路除了上面所述的电量变换作用外, 还起着屏蔽和隔离的作用, 使得微机电路在电气上与强电部分隔离, 从而阻止来自强电系统的干扰。在设计辅助变换器时可在一次、二次绕组之间加入屏蔽层并可靠接地。

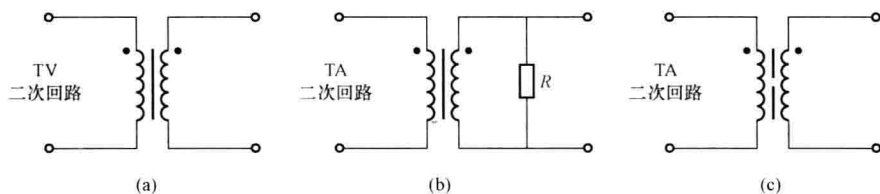


图 7-5 变换器原理图

(a) 电压变换器; (b) 电流变换器; (c) 电抗变换器

(2) 模拟低通滤波器。采用模拟低通滤波器限制输入信号中的高频信号进入系统。模拟低通滤波器包括有源滤波和无源滤波两种。无源滤波器一般为一阶或二阶的 RC 阻容滤波器, 其结构如图 7-6 所示。这种滤波器的频率特性是单调衰减的, 不能做到通带平坦和过渡带陡峭。其幅频特性如图 7-7 中的曲线 1 所示。由于这种 RC 滤波电路具有结构简单、可靠性高、能承受较大的过载和浪涌冲击等优点, 因此得到了广泛的应用。

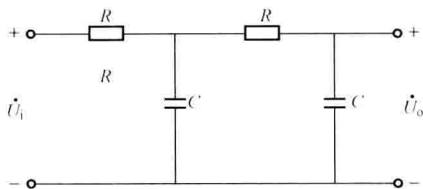


图 7-6 无源低通滤波器的结构图

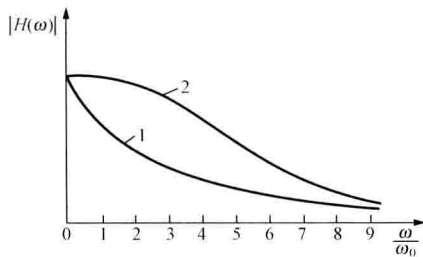


图 7-7 无源低通滤波器的幅频特性

常用的二阶有源低通滤波器是指由 RC 网络与运算放大器构成的滤波电路。这种滤波电路具有良好的滤波性能，且阶数越高，它的频率响应就越具有十分平坦的通带和陡峭的过渡带，但阶数高会增加装置的复杂性和延时，故滤波器阶数不宜过高，其幅频特性如图 7-7 的曲线 2 所示。

实际上，由于数字滤波器有许多优点，因而通常并不要求模拟低通滤波器滤掉所有的高频分量，而仅用它滤掉 $f_s/2$ 以上的频率分量，以消除频率混叠，防止高频分量混到工频附近来。低于 $f_s/2$ 的其他暂态频率分量可以通过数字滤波器消除。

(3) 采样保持电路 (S/H)。

1) 采样保持电路 (S/H)。

①采样保持原理。S/H 电路的作用是在一个极短的时间内测量模拟输入量在该时刻的瞬时值，并在模/数变换器进行转换期间内保持其输出不变，它的工作原理可用图 7-8 (a) 来说明。

它由一个电子模拟开关 AS、电容 C_h 及两个阻抗变换器组成。开关 AS 受逻辑输入端采样脉冲的电平控制。在高电平时 AS 闭合，此时电路处于采样状态。 C_h 迅速充电到在采样时刻的电压值 U_{sr} 。在低电平时，AS 打开，电容 C_h 上保持住 AS 打开瞬间的电压，电路处于保持状态。AS 的闭合时间应满足 C_h 有足够的充电时间，即采样时间。显然采样时间越短越好，因此采用了阻抗变换器 I，它在输入端呈现高阻抗，而输出阻抗很低，保证 C_h 上电压能够迅速跟踪到在采样时刻的瞬时值 U_{sr} 。同样，为了提高保持能力，电路中应用了另一个阻抗变换器 II，它对 C_h 呈现高阻抗，而输出端阻抗 (U_{sc} 侧) 很低，以增强带负载能力。

②采样保持过程。采样保持过程如图 7-8 (b) 所示。图中， T_c 为采样脉冲宽度； T_s 为采样周期 (或称采样间隔)。由微型机控制内部的定时器产生一个等间隔的采样脉冲，如图 7-8 (b) 中的“采样脉冲”，用于对“信号” (模拟量) 进行定时采样，从而得到反映输入信号在采样时刻的信息，即图中的“采样信号”，随后，在一定时间内保持采样信号处于不变的状态，如图 7-8 (b) 中的“采样和保持信号”，这样，在保持阶段，无论何时进行模/数转换都反映了采样时刻的信息。

2) 采样频率与采样定理。采样间隔 T_s 的倒数称为采样频率 f_s 。为了使采样所得到的信号能准确、真实地反映原始信号，使信号采样后能够不失真地还原，采样频率必须大于被采样信号最高频率的 2 倍以上，这就是采样定理。

举例来说，小电流接地系统检测装置，要采样的信号是五倍频的电流信号，即 250Hz，

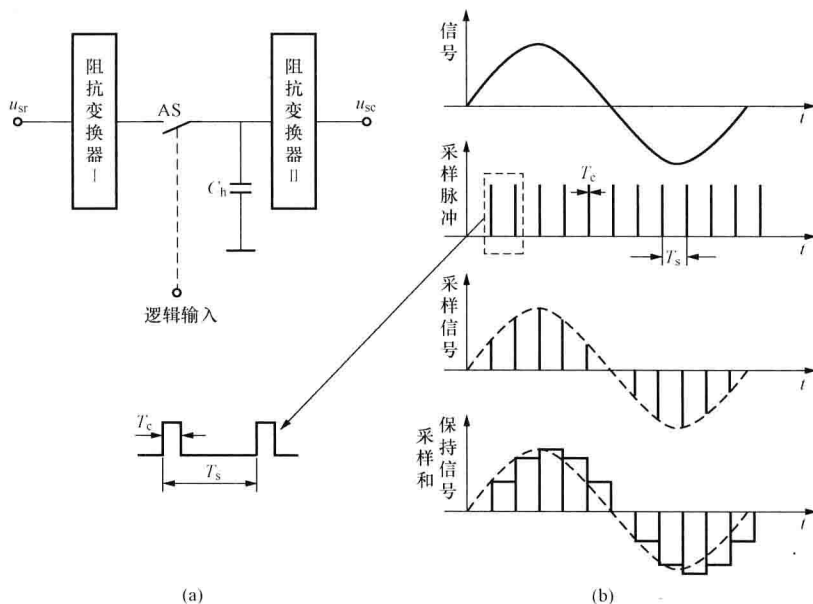


图 7-8 采样保持电路工作原理图及采样保持过程示意图

(a) 采样保持电路工作原理图; (b) 采样保持过程示意图

采样频率至少应选 500Hz 才能保证采样的五倍频电流信号不失真地还原。

电力系统在故障的暂态期间,电压和电流含有较高的频率成分,如果要对所有的高次谐波成分均不失真地采样,那么其采样频率就要取得很高,但在实际应用中,采样频率越高,要求微型机的运行速度越高。因为微机保护是一个实时系统,数据采集系统以采样频率不断地向微型机输入数据,微型机必须在两个相邻采样间隔时间 T_s 内,处理完对每一组采样值所必须做的各种操作和运算,否则微型机将跟不上实时节拍,就会造成数据的积压,微机系统无法正常工作。故可以在采样之前将最高信号频率分量限制在一定频带之内,要限制输入信号的最高频率,只需在采样前用一个防混叠模拟低通滤波器(ALF),将 $f_s/2$ 以上的频率分量滤去即可。

(4) 模拟量多路转换开关 MPX。

对于反应两个量以上的继电保护(如方向、阻抗等),要求对各个模拟量同时采样,以准确地获得各个量之间的相位关系。因而要对每个模拟输入量设置一个电压形成、模拟低通滤波器和采样保持电路。所有采样保持器的逻辑输入端并联后由一个定时器同时供给采样脉冲,从而保证了同时采样的要求。但由于 A/D 转换器价格较高,通常不是每个模拟量输入通道设一个 A/D 转换器,而是公用一个,中间经多路转换开关切换,将各采样保持器中的模拟量依次传给 A/D 转换器转换成数字量输入给微处理器。

多路转换开关是将多个采样/保持后的信号逐一与 A/D 芯片接通的控制电路,一般有多个输入端、一个输出端和几个控制信号端。多路转换开关的原理框图如图 7-9 所示。这里的多路开关(1~N)是电子型的,通道切换受微机控制。

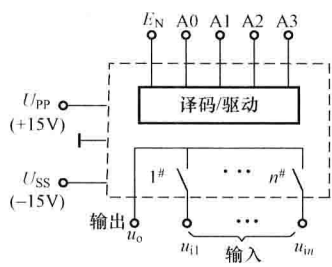


图 7-9 多路转换开关原理框图

它把多个模拟量通道按顺序赋予不同的二进制地址,在微机输出地址信号后,多路转换开关通过控制信号端 A0、A1、A2、A3 经译码电路选通 N 地址时,对应于 S/H 的 N 号通道的多路转换开关的输入端就接通,此时输出电压 $U_o = U_{in}$ 。

(5) 模/数转换器。由于计算机只能对数字量和逻辑量进行处理,而电力系统电流、电压信号均为模拟量,因此必须采用 A/D 转换器将模拟信号转换成数字信号。逐次逼近式 A/D 转换原理框图如图 7-10 所示,其中 D/A 转换器是数/模转换器,它的作用是将数字量转换成模拟量。

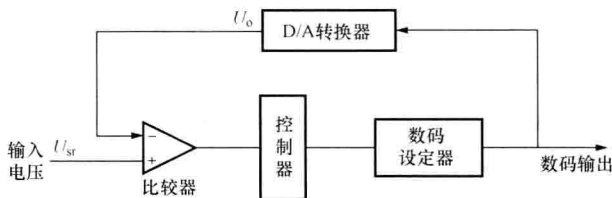


图 7-10 逐次逼近式 A/D 转换原理框图

逐次逼近式 A/D 转换器基本工作原理如下:控制器通过数码设定器往 D/A 转换器试探性地送数,每送一个数,控制器通过比较器的输出来观察试送的数相对于模拟输入量是偏大还是偏小,然后,不断地修正送往 D/A 转换器的二进制数,直到找到最相近的二进制数值,这个二进制数就是 A/D 转换器的转换结果。

模数转换方法是,转换开始,首先设定一个数字量,这个数字量的最高位设为“1”,其余位设为“0”,将该数字量经过一个 D/A 转换电路变为与其对应的模拟量 U_o ,再将该模拟量与输入的模拟量 U_{sr} 进行比较,由比较的结果修改设定的数字量。如果设定的数字量经 D/A 转换后的模拟量 U_o 小于待转换的模拟信号 U_{sr} ,则保留设定的数字量的最高位为“1”,否则置“0”。再将次高位设为“1”,经 D/A 转换后再与待转换的模拟信号比较,如果设定的数字量经 D/A 转换后的模拟量 U_o 大于待转换的模拟信号 U_{sr} ,则将设定的该位数字量置为“0”,否则保留“1”。再将下一位设为“1”,经 D/A 转换后再与待转换的模拟信号比较……重复这一过程,直至所设定的数码总值转换成反馈电压 U_o 。尽可能地接近 U_{sr} 值。若其误差小于所设定数码中可改变的最小值 LSB (最小量化单位),则此时数码设定器中的数码总值即为转换结果。

逐次逼近式 A/D 转换的一个重要指标是转换精度,即 A/D 转换分辨率,它主要取决于设定数码的最小量化单位。如以测量范围为 $0 \sim 5V$ 的 8 位 A/D 为例,最小量化单位就是 $5V/2^8 = 5/256 \approx 0.0195 (V)$ 。A/D 转换输出的数字量位数越多,最小量化单位越小,分辨率越高,转换输出的数字量舍入误差越小,A/D 转换的精度就越高。逐次逼近式 A/D 转换的另一个重要指标是转换速度,它与 A/D 转换的分辨率是有关的,通常分辨率越高,转换速度就相对降低。微机保护采样的量较多,保护动作速度快,要求转换速度较高。通常每次转换时间不低于 $25\mu s$,数字量位数多为 12~16 位。

为了进一步说明逐次逼近原理,举一例子,设一个量程为 $0 \sim 1V$ 的 8 位逐次逼近型 A/D 转换器,当输入电压为 $0.9681254V$ 时,其逼近的过程见表 7-1,最终结果为 11110111。

表 7-1 模/数转换器的转换步骤

步骤	预设数据	D/A 输出 U_o (V)	比较结果	比较器输出	输出数据
1	10000000	0.5	$U_{sr} > U_o$	1	10000000
2	11000000	0.75	$U_{sr} > U_o$	1	10000000
3	11100000	0.875	$U_{sr} > U_o$	1	11100000
4	11110000	0.9375	$U_{sr} > U_o$	1	11110000
5	11111000	0.96875	$U_{sr} < U_o$	0	11110000
6	11110100	0.953125	$U_{sr} > U_o$	1	11110100
7	11110110	0.9609375	$U_{sr} > U_o$	1	11110110
8	11110111	0.96484375	$U_{sr} > U_o$	1	11110111

模/数转换器可以认为是一种编码电路。它可以实现将模拟的输入量 U_{sr} 相对于参考电压 U_R 经过一个编码电路转换成数字量 D 输出。一个理想的 A/D 转换器其输入、输出的关系为

$$D = U_{sr} / U_R \tag{7-1}$$

式中 D ——小于 1 的数；

U_{sr} ——输入信号；

U_R ——参考电压，反映了模拟量的最大输入值。

对单极性的模拟量，小数点在最高位，即要求输入量 U_{sr} 必须小于 U_R ， D 可表示为

$$D = B_1 \times 2^{-1} + B_2 \times 2^{-2} + \cdots + B_N \times 2^{-N} \tag{7-2}$$

式中 $B_1 \sim B_N$ ——二进制数的 0 或 1。

2. 采用压—频变换 (VFC) 原理的数据采集系统

电压频率转换器 (VFC) 是另一种实现模/数转换功能的器件。通常 ADC 芯片在 A/D 的变换过程中，CPU 要使 S/H、MPX、A/D 三个芯片之间控制协调好，而且 A/D 芯片结构较复杂，不适于多 CPU 数据共享。而 VFC 具有抗干扰能力强，同 CPU 接口简单，CPU 几乎不需对 VFC 芯片进行控制，容易实现多 CPU 共享 VFC 等优点，在我国的微机保护领域得到广泛应用。

(1) VFC 转换器的基本原理。VFC 式的模/数转换是用待转换的电压 U 控制计数脉冲的频率，使脉冲频率正比于电压 U 的大小，而计数间隔不变，则计数结果代表输入电压的大小。例如输入计数器的脉冲信号的频率为 f ，计数的时间间隔为 Δt ，则在 Δt 时间内，加入计数器的脉冲数为 N ，则有 $N = f \times \Delta t$ 。计数结果供 CPU 读入。VFC 式数据采集系统框图如图 7-11 所示。

电压形成部分工作原理同 ADC 式数据采集系统，其输出电压经 VFC 变换后输出不同频率的脉冲，再经光电隔离后进入计数器进行计数。通常在电压频率转换器前还增设浪涌吸收器吸收高频干扰信号。电压频率变换器由电荷平衡式 VFC 芯片实现电压到频率的转换，将模拟信号变为数字信号。光电隔离芯片实现模拟系统与数字系统的电隔离，具有抗干扰的作用。可编程的计数器芯片完成计数。通常采用 16 位计数器，在单片机的控制下，在每次采样中断时，读取计数器的计数值。并将前 N 个采样中断的计数值与当前的计数值相减，其结果与 $N \times T_s$ 的输入信号的面积对应，也与 $N \times T_s$ 区间中心处交流信号的瞬时值具有对应关系。

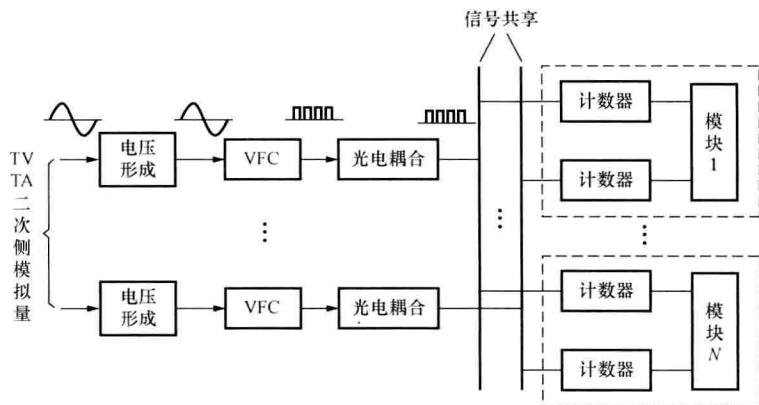
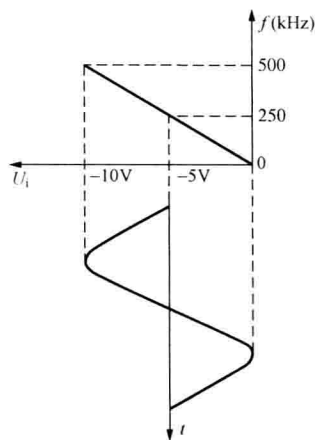


图 7-11 VFC 式数据采集系统框图

(2) VFC 芯片工作原理。VFC 可采用电压频率变换芯片 AD654，中心频率为 250kHz，计数器可采用 CPU 内部计数器，也可采用可编程计数器 8253。CPU 每隔一个采样间隔时间 T_s ，读取计数器的脉冲计数值，并根据比例关系算出输入电压对应的数字量，从而完成了模/数变换。

AD654 芯片的工作方式可有正端输入和负端输入两种，在保护装置上大多采用负端输入方式。由于电压形成部分输出信号是幅值为 $\pm 5V$ 的交流信号，而 AD654 只能转换单方向的信号，所以必须加入一个偏置信号。根据最大输入信号加入 $-5V$ 的偏移电压，叠加偏移值后的综合信号为 $-10 \sim 0V$ ，电压信号为负端输入方式。由于输入电压与输出频率成线性关系，故加偏置后的输入 $-5V$ 对应中心频率为 250kHz，电压为 $-10V$ 对应最大输出频率为 500kHz。脉冲频率输出经光电隔离芯片接可编程计数器的计数脉冲输入端。AD654 芯片加偏置后的输入波形如图 7-12 所示。



当输入电压 $u_i = 0$ 时，对应输出信号时频率为 250kHz 的等幅等宽的脉冲波，如图 7-13 (a) 所示。

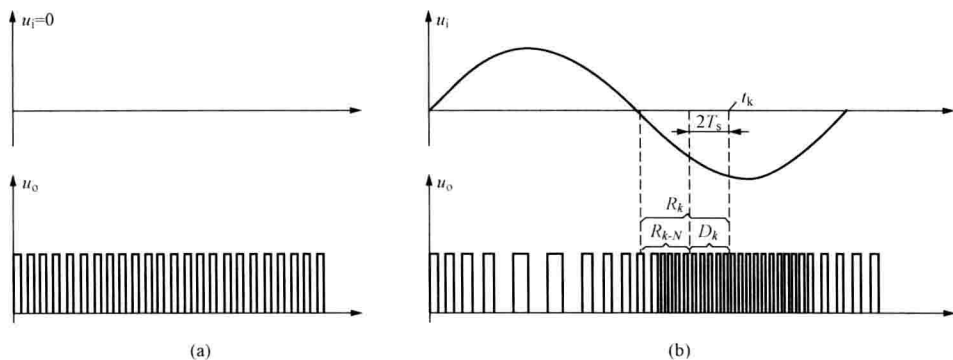


图 7-13 VFC 工作原理和计数采样

(a) $u_i = 0$; (b) u_i 为交流信号

当输入信号是交流信号时,经 VFC 变换后输出的信号是被 u_i 交流信号调制的等幅脉冲调频波,如图 7-13 (b) 所示。由于 VFC 的工作频率远远高于工频 50Hz,因此就某一瞬间而言,交流信号幅值几乎不变,所以 VFC 在这一瞬间变换输出的波形是一连串频率不变的数字脉冲波,可见 VFC 的功能是将输入电压变换成一连串重复频率正比于输入电压的等幅脉冲波。而且 VFC 芯片的中心频率越高,其转换的精度也就越高。

采样计数器对 VFC 输出的数字脉冲计数值是脉冲计数的累计值,如 CPU 每隔一个采样间隔时间 T_s 读取计数器的计数值,并记作 $R(k-1)$ 、 $R(k)$ 、 $R(k+1)$ 、 \dots ,则在 t_{k-NT_s} 至 t_k 这一段时间内计数器计到的脉冲数为: $D_k = R_k - R_{(k-N)}$,如图 7-13 (b) 所示。如果 K_b 为每个脉冲数对应的电压值 (K_b 的值与计数间隔有关) 系数,则输入电压 u_i 的计算式为

$$u_i = (D_k - D_0) \times K_b \quad (7-3)$$

式中 D_0 ——中心频率 250kHz 对应的脉冲常数。

可以证明,增大 N 值可以提高分辨率和精度,但也增加了采样时间。微机保护可以根据要求,用软件自动改变 N 值,以兼顾速度和精度。可以证明,取 $N=2$ 可达到 12 位的精度。

对于 I 段保护取 $N=2$,以加快保护动作速度为主,II/III 段保护取 $N=4$,以精度为主。

注意,式中表示的 u_i 是在 t_{k-NT_s} 至 t_k 极短时间内的瞬时值,并不是有效值。如要计算有效值还必须对该交变信号连续采样,然后由软件按一定算法计算。

3. 两种模/数转换器特点比较

(1) A/D 式数据采集系统中,A/D 转换结果可直接用于保护的有关算法。而 VFC 式数据采集系统属于计数式 V/F 转换芯片,单片机每隔一定时间读得的计数器的计数值不能直接用于算法,必须取相隔 NT_s 的计数值相减后才能用于各种算法。

(2) 对于逐次逼近 A/D 式数据采集系统,精度与 A/D 芯片的位数有关,A/D 芯片的位数通常称为分辨率,采用分辨率越高的 A/D 芯片,数据采集的精度越高。但硬件一经选定则分辨率便固定。而对于 VFC 式数据采集系统,数据的计算精度除了与 VFC 芯片的最高转换频率有关外,还与软件中的计算间隔有关。计算间隔越长,分辨率越高。

(3) 对 A/D 式数据采集系统,需由定时器按规定的采样间隔给采样/保持芯片发出采样脉冲,A/D 芯片的转换时间必须小于中断时间。而 VFC 数据采集系统是对输入脉冲不断计数,不存在转换速度问题,VFC 式数据采集系统只需按采样间隔读计数器的值即可。但应注意输入到 VFC 芯片的脉冲频率不能超过其极限计数频率。

(4) 在硬件设计上,VFC 与计数器之间的光电耦合器,使数据采集系统与 CPU 系统在电气上完全隔离,抗干扰能力强,便于实现多个单片机共享同一路转换结果。而 A/D 式数据采集系统不便于数据共享和光电隔离。

(5) A/D 芯片构成的数据采集系统对瞬时的高频干扰信号敏感,而 VFC 芯片构成的数据采集系统具有平滑高频干扰的作用。采样间隔越大,这种平滑作用越明显。因此,在需要提取高次谐波时,如果采用 VFC 式数据采集系统,采样频率不应过低。

(6) 在设计微机保护系统时,采用 A/D 式数据采集系统时至少应设有两个中断,一个是采样中断,另一个是 A/D 转换结束中断。对于多个模拟信号共用一片 A/D 芯片时,应考

虑数据处理占用采样中断的时间。而 VFC 式数据采集系统中可只设一个采样中断（不考虑其他功能时），软件在采样中断中的任务是锁存计数器，并读取计数器的值后存到循环存储区。

7.2.4 开关量输入及输出回路

1. 光电耦合器

把发光器件和光敏器件按照适当的方式组合，就可以实现以光信号为媒介的电信号变换。采用这种组合方式制成的器件称为光电耦合器。光电耦合器件内部一般是由发光二极管和光敏三极管组成的集成功能块，发光器件和光敏器件被相互绝缘地分别设置在输入和输出两侧回路，故可以实现两侧电路之间的电气隔离。光电耦合器既可以用来传递模拟信号，也可以作为开关器件使用。在弱电工作的电路中，具备了隔离变压器的信号传递和隔离功能，也具备继电器的控制功能。与隔离变压器相比，光电耦合器的工作频率范围宽、体积小、耦合电容小，输入、输出之间的绝缘电阻高，并能实现信号的单方向传递。

光隔离器将发光器件和光敏器件组成一对耦合器件，设置于同一个芯片内，用以完成电信号的耦合和传递，并达到两侧信号在电气上隔离、绝缘的目的。光隔离器的结构原理如图 7-14 所示，左侧为发光二极管侧，右侧为光敏器件侧。

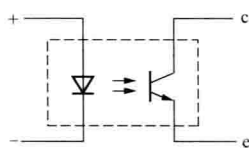


图 7-14 光电耦合器示意图

光电耦合器的输入输出间的隔离阻抗不小于 $10^{10} \Omega$ ，输入输出间的耐压不小于 1kV。光电耦合器两侧的接地和电源可以自由选择，给设计和使用多种逻辑电平的复杂系统提供了方便，光电耦合器能较好地解决不同逻辑电平之间的信号传递和控制，实现两侧信号的传递和电气的绝缘。

将光电耦合器应用于逻辑电平控制时，主要采用了以下两种工作方式。

(1) 当发光二极管侧通过的电流较小时，产生的光电流较小，光敏器件侧处于截止状态。

(2) 当发光二极管侧通过的电流较大时，产生的光电流较大，光敏器件侧处于导通状态。这样，通过控制发光二极管侧的电流，就可以实现控制光敏器件侧的截止或导通。

2. 开关量输入回路

开关量输入 DI（简称开入），主要用于识别运行方式、运行条件等，以便控制程序的流程，如重合闸方式、同期方式、收信状态和定值区号等。

对微机保护装置的开关量输入，即触点状态（接通或断开）的输入可以分成以下两大类。

(1) 装在保护装置面板上的触点。这类触点主要是指用于人机对话的键盘以及部分切换装置工作方式用的转换开关等。对于装在装置面板上的触点，可直接接至微机的并行接口，如图 7-15（a）所示。

(2) 从装置外部经过端子排引入装置的触点，如图 7-15（b）所示。例如需要由运行人员不打开装置外盖而在运行中切换的各种连接片、转换开关以及其他保护装置和操作继电器的触点等。当外部继电器触点闭合时，电流流过发光二极管使其发光，光敏三极管受光照射而导通；当外部继电器触点断开时，光敏三极管截止。因此，三极管的导通和截止反映了外部接点的状态，通过光电耦合器进行开关状态信息的传递，将可能带有电磁干扰的外部接

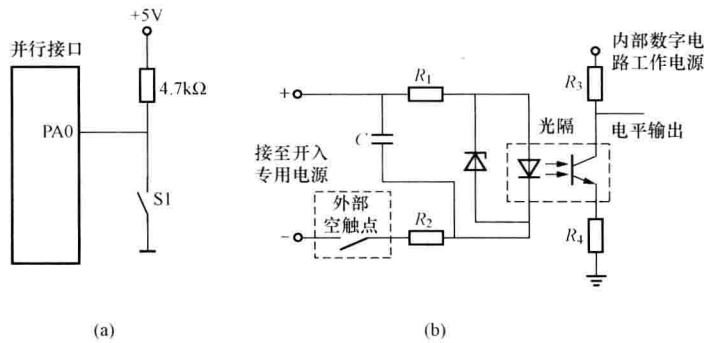


图 7-15 开关量输入电路

(a) 装置面板上的触点与微机接口电路；(b) 装置外部触点输入接口电路

线回路限制在微机电路以外，实现了两侧电气的隔离，大大削弱了干扰的影响，保证微机电路的安全工作。

3. 开关量输出回路

开关量输出 DO（简称开出）主要包括保护的跳闸出口、本地和中央信号以及通信接口、打印机接口等。DO 接口的作用是为正确地发出开关量操作命令提供输出通道，并在数字式保护装置内外部之间实现电气隔离，以保证内部弱电电子电路的安全且减少外部干扰。

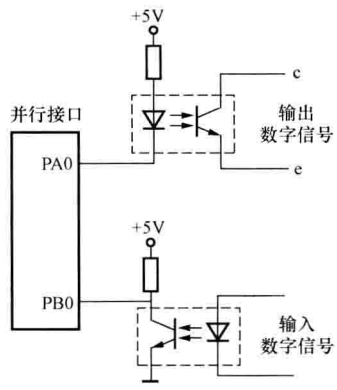


图 7-16 数字信号接口

(1) 通信接口、打印机接口。对于通信接口、打印机接口等装置内部的数字信号，可以采取如图 7-16 所示的接法。由于不是直接控制跳、合闸，实时性和重要性的要求并不是很高，所以可用一个输出逻辑信号控制输出数字信号。这里光电耦合器的作用是既实现两侧电气的隔离，提高抗干扰能力，又实现不同逻辑电平的转换。

(2) 保护的跳闸出口、本地和中央信号。对于保护的跳闸出口、本地和中央信号等，一般都采用并行接口的输出口来控制有触点继电器（干簧或密封小中间继电器）的方法。一种典型的使用光电耦合器件的 DO 接口电路如图 7-17 所示。由软件使并行接口 PB0 输出“0”，PB1 输出“1”，便可使与非门 H1 输出低电平，发光二极管导通，光敏三极管导

通，出口继电器 K 励磁，触点被吸合。继电器线圈两端并联的二极管称为续流二极管。它在 CPU 输出由“0”变为“1”，光敏三极管突然由“导通”变为“截止”时，为继电器线圈释放储存的能量提供电流通路，这样一方面加快继电器的返回，另一方面避免电流突变产生较高的反向电压而引起相关元件的损坏和产生强烈的干扰信号。

设置反相器 B1 和与非门 H1，一

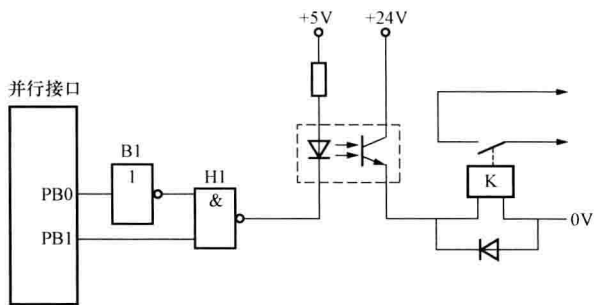


图 7-17 开关量输出回路

方面可以提高带负载能力,另一方面采用与非门后,只有 PB0 为“0”、PB1 为“1”时才能使 K 动作,以解决保护装置上电或工作电源不正常通断情况下可能的误动,也可防止拉合直流电源的过程中继电器 K 的短时误动。因为在拉合直流电源过程中,当 5V 电源处在中间某一临界电压值时,可能由于逻辑电路的工作紊乱而造成保护误动作。特别是保护装置的电源往往接有大容量的电容器,所以拉合直流电源时,无论是 5V 电源还是驱动继电器 K 用的电源,都可能相当缓慢地上升或下降,从而完全来得及使继电器 K 的触点短时闭合。采用图 7-17 所示的接法后,由于两个相反条件的互相制约,可以可靠地防止误动作。

7.3 微机继电保护软件系统

微机继电保护软件是微机保护装置的主要组成部分,它涉及继电保护原理、算法、数字滤波以及计算机程序结构。

7.3.1 微机继电保护的程序结构

典型的微机继电保护程序结构框图如图 7-18 所示。

主程序按固定的采样周期接受采样中断进入采样程序,在采样程序中进行模拟量采集与滤波、开关量的采集、装置硬件自检、交流电流断线和起动判据的计算,根据是否满足起动条件而进入正常运行程序或故障计算程序。硬件自检内容包括 RAM、EEPROM、跳闸出口三极管等。

正常运行程序中进行采样值自动零漂调整及运行状态检查。运行状态检查包括交流电压断线、检查开关位置状态、重合闸充电等,不正常时发报警信号。报警信号分两种,一种是运行异常报警信号,这时不闭锁保护装置,提醒运行人员进行相应处理;另一种为闭锁报警信号,报警的同时将保护装置闭锁,保护退出。故障计算程序中进行各种保护的算法计算、跳闸逻辑判断以及事件报告、故障报告及波形的整理。

另外,微机继电保护装置软件系统除实现各种继电保护功能以外,还具有其他功能,这些功能包括以下几个方面。

(1) 测量功能:包括相电流、零序电流、线电压、相电压、零序电压、频率、有功功率和无功功率测量以及电能和功率因数测量。

(2) 控制功能:包括断路器和隔离开关的“就地”和“远方”控制,一次设备的分合控制,可调节设备的状态控制,自动重合闸功能等。

(3) 状态监测:包括操作计数、气体压力监测、断路器跳合闸、电气老化监测、断路器运行时间记录、辅助电压监视等。

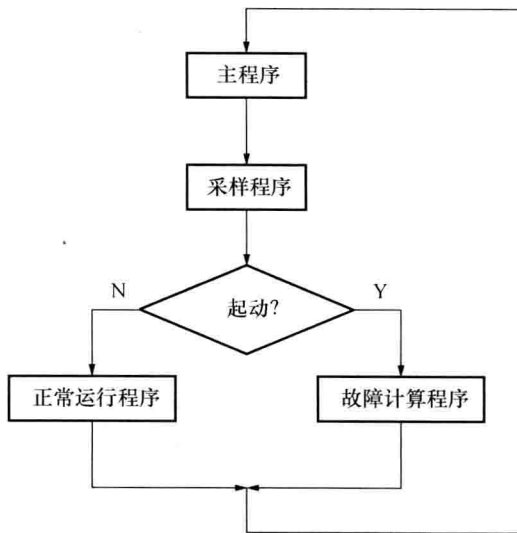


图 7-18 典型微机继电保护程序结构框图

(4) 功能模块: 具有独立的输入、输出接口。在参数化时, 采用图形化方式进行, 简单有效; 具有强大的 PLC 功能; 可简化接线要求, 是高效的编程工具。

(5) 事件记录: 包括独立的事件生成、用户定义事件, 具有事件过滤功能, 事件分辨率为毫秒级, 可以记录最近多个事件。

(6) 故障录波: 采集故障前、故障时刻及跳闸后相关的电流、电压, 相关的开关量信号、事件等信息, 供继电保护装置事故分析。

(7) 通信功能: 前面板串行通信口 (维护口) 用于定值整定及参数设置, 背板通信口用于与上位机系统通信。

7.3.2 微机继电保护的算法

传统的继电保护是直接或经过电压形成回路把被测信号引入保护继电器, 继电器按照电磁感应、比幅、比相等原理作出动作与否的判断。而微机保护是把经过数据采集系统量化的数字信号经过数字滤波处理后, 通过数学运算、逻辑运算, 并进行分析、判断, 以决定是否发出跳闸命令或信号, 以实现各种继电保护功能。这种对数据进行处理、分析、判断以实现保护功能的方法称为微机保护算法。

目前, 在微机保护装置中采用的算法基本上可分为两类。一类是根据输入电气量的若干点采样值经过某种运算, 计算出保护所反映的量值, 再与定值进行比较。例如, 在距离保护中, 利用故障后电压和电流的采样值直接求出测量阻抗或求出故障后保护安装处到故障点的电阻和电抗分量, 然后与给定的阻抗动作区进行比较。这一类算法利用了微机能进行数值计算的特点, 从而实现许多常规保护无法实现的功能。另一类算法是依据继电器的动作方程, 将采样值代入动作方程, 转换为运算式的判断。仍以距离保护为例, 这种算法不要求出测量阻抗, 而只是用故障后的采样值代入动作方程进行判断, 它是直接模仿模拟型距离保护的实现方法。

分析和评价各种不同的算法优劣的标准是精度和速度。速度又包括两个方面: 一是算法所要求的采样点数 (或称数据窗长度), 二是算法的运算工作量。精度和速度总是矛盾的。算法所用的数据窗直接影响保护的動作速度。一个算法采用故障后的多少采样点才能计算出正确的结果, 这就是算法的数据窗。所谓算法的计算精度是指, 用离散的采样点计算出的结果与信号的实际值的逼近程度, 若要计算精确, 往往要利用更多的采样点和进行更多的计算工作量。一般地, 算法用的数据窗越长, 计算精度越高, 而保护动作相对较慢, 反之, 计算精度越低, 但保护的動作速度相对较快。所以研究算法的实质是如何在速度和精度两方面进行权衡。

继电保护的种类很多, 按保护对象分有元件保护、线路保护等; 按保护原理分有差动保护、距离保护和电压、电流保护等。然而, 不管哪一类保护的算法, 其核心问题归根结底是算出可表征被保护对象运行特点的物理量, 如电压、电流等的有效值和相位以及阻抗等, 或者算出它们的序分量、基波分量、某次谐波分量的大小和相位等。有了这些基本电气量的计算值, 就可以很容易地构成各种不同原理的保护。可以说, 只要找出任何能够区分正常与短路的特征量, 微机保护就可以予以实现。以下具体介绍常用的一些微机继电保护算法。

1. 半周积分算法

当被采样的模拟量是交流正弦量, 既不包括非周期分量也不含高频信号时可使用半周积分算法。该算法的依据是一个正弦信号在任意半周期内, 其绝对值积分 (求面积) 为一常数

S , 积分值 S 与积分起始点的初相角 α 无关, 如图 7-19 所示的正弦波中画有斜线的两块面积是相等的。

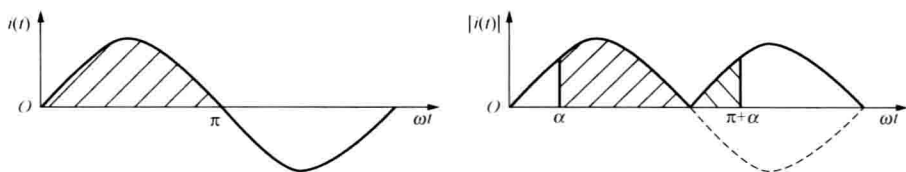


图 7-19 半周积分算法原理示意图

半周的面积可写为

$$S = \int_0^{\frac{T}{2}} \sqrt{2}I |\sin(\omega t + \alpha)| dt = \int_0^{\frac{T}{2}} \sqrt{2}I \sin \omega t dt = \frac{2\sqrt{2}}{\omega} I \quad (7-4)$$

式 (7-4) 的积分可以用梯形法则近似求出, 如图 7-20 所示, 则

$$S \approx \left(\frac{1}{2} |i_0| + \sum_{k=1}^{\frac{N}{2}-1} |i_k| + \frac{1}{2} |i_{\frac{N}{2}}| \right) T_s \quad (7-5)$$

式中 S ——半周内 k 个采样值的总和;

i_k ——第 k 次采样值;

N ——工频每周期的采样点数;

i_0 —— $k=0$ 时的采样值;

$i_{N/2}$ —— $k=N/2$ 时的采样值;

T_s ——采样间隔。

只要采样率足够高, 用梯形法近似积分的误差可以做到很小。

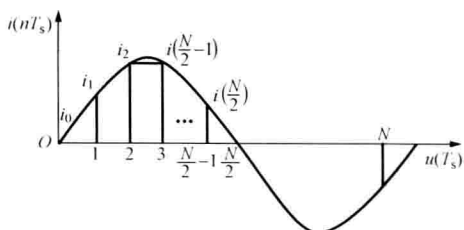


图 7-20 用梯形法近似计算面积

因为 S 正比于信号的有效值, 求出 S 后, 应用式 (7-4) 即可计算出正弦波的有效值为

$$I = \frac{S\omega}{2\sqrt{2}}$$

该算法的数据窗为半个周期, 对 50Hz 的工频正弦量而言, 延时为 10ms。具有一定的滤除高频分量的能力, 但不能抑制直流分量。由于用梯形面积代替正弦函数面积产生的误差, 只要采样点数 N 足够多, 误差就可以做到很小。由于这种算法计算量小、速度快, 在中低压保护中应用较多。

2. 傅里叶级数算法

它假定被采样信号是一个周期性时间函数, 除基波外还含有不衰减的直流分量和各整数次谐波。设该周期信号为 $x(t)$, 它可表示为直流分量、基波分量和各整倍数的谐波分量之和, 可表示为

$$\begin{aligned} x(t) &= \sum_{n=0}^{\infty} X_n \sin(n\omega_1 t + \alpha_n) = \sum_{n=0}^{\infty} [(X_n \sin \alpha_n) \cos n\omega_1 t + (X_n \cos \alpha_n) \sin n\omega_1 t] \\ &= \sum_{n=0}^{\infty} (b_n \cos n\omega_1 t + a_n \sin n\omega_1 t) \quad (n = 0, 1, 2, \dots) \end{aligned} \quad (7-6)$$

式中 a_n 、 b_n ——直流、基波和各次谐波的正弦项和余弦项的振幅, $b_n = X_n \sin \alpha_n$,

$$a_n = X_n \cos \alpha_n。$$

由于各次谐波的相位可能是任意的,所以,把它们分解成有任意振幅的正弦项和余弦项之和。 a_1 、 b_1 分别为基波分量的正、余弦项的振幅; b_0 为直流分量的值。根据傅里叶级数的原理,可以求出 a_1 、 b_1 分别为

$$a_1 = \frac{2}{T} \int_0^T x(t) \sin(\omega_1 t) dt \quad (7-7)$$

$$b_1 = \frac{2}{T} \int_0^T x(t) \cos(\omega_1 t) dt \quad (7-8)$$

由积分过程可以知道,基波分量正、余弦项的振幅 a_1 和 b_1 已经消除了直流分量和整次谐波分量的影响。于是 $x(t)$ 中的基波分量为

$$x_1(t) = a_1 \sin \omega_1 t + b_1 \cos \omega_1 t$$

合并正、余弦项,可写为

$$x_1(t) = \sqrt{2} X_1 \sin(\omega_1 t + \alpha_1)$$

式中 X_1 ——基波分量的有效值;

α_1 —— $t=0$ 时基波分量相角。

将 $\sin(\omega_1 t + \alpha_1)$ 用和角公式展开,不难得到 X_1 同 a_1 、 b_1 之间的关系为

$$a_1 = \sqrt{2} X_1 \cos \alpha_1 \quad (7-9)$$

$$b_1 = \sqrt{2} X_1 \sin \alpha_1 \quad (7-10)$$

用复数表示为

$$\dot{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} (a_1^2 + b_1^2) \quad (7-11)$$

因此,可根据 a_1 和 b_1 , 求出有效值和相角为

$$2X_1^2 = a_1^2 + b_1^2 \quad (7-12)$$

$$\tan \alpha_1 = \frac{b_1}{a_1} \quad (7-13)$$

对于其他各次谐波分量的求法与求基波分量的方法完全类似。由此可见,用傅里叶算法求取某次谐波分量的有效值和相角时,关键是求出该次谐波分量的实部和虚部系数。

在用微机计算时,是经过采样、A/D 转换后的离散数字信号,式 (7-7) 和式 (7-8) 的积分可用梯形法则求得,即

$$a_1 = \frac{1}{N} \left[2 \sum_{k=1}^{N-1} x_k \sin \left(k \frac{2\pi}{N} \right) \right] \quad (7-14)$$

$$b_1 = \frac{1}{N} \left[2 \sum_{k=1}^N x_k \cos \left(k \frac{2\pi}{N} \right) \right] \quad (7-15)$$

式中 N ——基波信号一周期采样点数;

x_k ——第 k 采样值;

x_0 、 x_N —— $k=0$ 和 $k=N$ 时的采样值。

求出基波分量的实部 a_1 和虚部 b_1 , 即可求出信号的幅值。

当取 $\omega_1 T_s = 30^\circ$ ($N=12$) 时,基波正弦和余弦的系数见表 7-2。于是,可以得到式 (7-14) 和式 (7-15) 的采样值计算公式为

$$\begin{aligned}
 a_1 &= \frac{1}{12} \left[2 \times \left(\frac{1}{2}x_1 + \frac{\sqrt{3}}{2}x_2 + x_3 + \frac{\sqrt{3}}{2}x_4 + \frac{1}{2}x_5 - \frac{1}{2}x_7 - \frac{\sqrt{3}}{2}x_8 - x_9 - \frac{\sqrt{3}}{2}x_{10} - \frac{1}{2}x_{11} \right) \right] \\
 &= \frac{1}{12} [(x_1 + x_5 - x_7 - x_{11}) + \sqrt{3}(x_2 + x_4 - x_8 - x_{10}) + 2(x_3 - x_9)] \\
 b_1 &= \frac{1}{12} \left[x_0 + 2 \left(\frac{\sqrt{3}}{2}x_1 + \frac{1}{2}x_2 - \frac{1}{2}x_4 - \frac{\sqrt{3}}{2}x_5 - x_6 - \frac{\sqrt{3}}{2}x_7 - \frac{1}{2}x_8 + \frac{1}{2}x_{10} + \frac{\sqrt{3}}{2}x_{11} \right) + x_{12} \right] \\
 &= \frac{1}{12} [(x_0 + x_2 - x_4 - x_8 + x_{10} + x_{12}) + \sqrt{3}(x_1 - x_5 - x_7 + x_{11}) - 2x_6]
 \end{aligned}$$

表 7-2

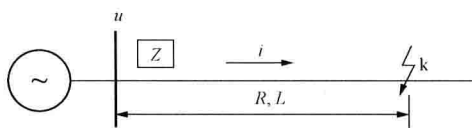
N=12 时正弦和余弦的系数

k	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\sin\left(k \frac{2\pi}{N}\right)$	0	$\frac{1}{2}$	$\frac{\sqrt{3}}{2}$	1	$\frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{2}$	0	$-\frac{1}{2}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2}$	-1	$-\frac{\sqrt{3}}{2}$	$-\frac{1}{2}$	0
$\cos\left(k \frac{2\pi}{N}\right)$	1	$\frac{\sqrt{3}}{2}$	$\frac{1}{2}$	0	$-\frac{1}{2}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2}$	-1	$-\frac{\sqrt{3}}{2}$	$-\frac{1}{2}$	0	$\frac{1}{2}$	$\frac{\sqrt{3}}{2}$	1

由于上述 a_1 、 b_1 是对一周波 N 个采样点求和, 所以其数据窗为一周波, 故称其为全周傅里叶算法。

3. 输电线路 $R-L$ 模型算法

$R-L$ 模型算法用于微机距离保护中计算阻抗, 该算法是以输电线路的简化模型为基础的。忽略了输电线路分布电容的影响, 从故障点到保护安装处的线路段可用一个电阻和电感串联电路表示, 如图 7-21 所示。

图 7-21 故障线路简化 $R-L$ 模型

在短路时, 母线电压 u 和流过保护的电流 i 与线路的正序电阻 R 和电感 L 之间的微分方程可表示为

$$u(t) = Ri(t) + Ldi(t)/dt \quad (7-16)$$

式中 $u(t)$ 、 $i(t)$ —— t 时刻保护安装处的电压和电流;

R 、 L —— 故障点至保护安装处线路段的正序电阻和电感, 是待求未知数。

针对两个不同时刻分别测量, 可建立两个独立的方程, 即

$$u_1 = Ri_1 + Li'_1 \quad (7-17)$$

$$u_2 = Ri_2 + Li'_2 \quad (7-18)$$

式中 u 、 i 的下标 1 和 2 分别表示两个测量时刻 t_1 和 t_2 , i'_1 为 $\frac{di(t)}{dt}$ 。

联立解以上两式, 可求得两个未知数 R 、 L , 即

$$R = \frac{u_2 i'_1 - u_1 i'_2}{i_2 i'_1 - i_1 i'_2} \quad (7-19)$$

$$L = \frac{u_1 i_2 - u_2 i_1}{i_2 i'_1 - i_1 i'_2} \quad (7-20)$$

这样就可以用求解二元一次方程组的方法求出 R 、 L 值, 故称为解微分方程法。在微机保护中有以下几种方法可以解出这个二元一次方程组。

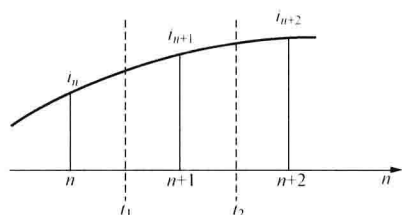


图 7-22 用差分法近似求导数法

在用计算机处理式 (7-19) 和式 (7-20) 时, 电流的导数可用差分法计算, 即取 t_1 和 t_2 分别为两个相邻的采样瞬间的中间值, 如图 7-22 所示, 为了求出 t_1 、 t_2 时刻电流的微分, 可用差分代替求导数。为此, 应选择连续三个时刻的采样值 (这三个值是经过数字滤波器后的连续点)。

设 u_n 、 u_{n+1} 、 u_{n+2} 分别为 t_n 、 t_{n+1} 、 t_{n+2} 时刻电压信号的采样值, i_n 、 i_{n+1} 、 i_{n+2} 分别为 t_n 、 t_{n+1} 、 t_{n+2} 时刻电流信号的采样值, 则取 t_1 时刻在 t_n 、 t_{n+1} 的中间, t_2 时刻在 t_{n+1} 、 t_{n+2} 的中间, t_1 、 t_2 时刻的间隔为一个采样间隔, 有

$$i_1 = \frac{i_n + i_{n+1}}{2}, i_2 = \frac{i_{n+1} + i_{n+2}}{2}$$

$$u_1 = \frac{u_n + u_{n+1}}{2}, u_2 = \frac{u_{n+1} + u_{n+2}}{2}$$

$$i'_1 = \frac{i_{n+1} - i_n}{T_s}, i'_2 = \frac{i_{n+2} - i_{n+1}}{T_s}$$

该算法不需滤除非周期分量, 算法的数据窗较短, 需要三个采样值的数据窗, 不受频率变化的影响, 可很好地克服过渡电阻影响, 因而在输电线路距离保护中得到广泛应用。

4. 差分移相算法

差分移相算法可抑制输入信号中的非周期分量电流影响, 差分可以代替 R-L 算法中的微分。但同时差分移相算法使输入信号中的正弦工频电流的幅值发生变化、相位发生移动。对输入信号中的正弦工频电流来说, 其分析为

$$y(n) = x(n) - x(n-k)$$

$$Y_m = 2X_m \sin\left(\frac{\omega k T_s}{2}\right)$$

$$\varphi_y = \varphi_x - \frac{\omega k T_s}{2} + \frac{\pi}{2}$$

$$\varphi(f) = \varphi_y - \varphi_x = \frac{\pi}{2} - \frac{\omega k T_s}{2}$$

正弦工频电流的差分超前原有电流的相角是 $\frac{\pi}{2} - \frac{\omega k T_s}{2}$, 从而可实现差分移相算法。

$K=1$, $f_s=600\text{Hz}$, $\omega = \omega_1$ 时, $\varphi(f) = 75^\circ$, 当采样频率为 600Hz 时超前移相 75° , 超前的角度与输电线路阻抗角十分接近, 因此差分运算可用来设定线路阻抗角。差分移相算法移相的角度不能调整, 仅与差分的阶次、采样频率有关。此外, 所需数据窗时间短。

5. 序分量算法

电力系统发生接地或不对称故障时, 会产生零序分量、负序分量、正序分量的电流和电压。对于正序分量来说, 其中包含负载的正序分量。因此, 序分量电流、电压的出现可用来反映短路故障或不正常运行工况。

(1) 零序分量算法。

零序电压的计算式为

$$3U_0(n) = U_A(n) + U_B(n) + U_C(n)$$

零序电流的计算式为

$$3I_0(n) = I_A(n) + I_B(n) + I_C(n)$$

由 A、B、C 三相在同一时刻的采样值来计算那一时刻的零序分量，称为自产零序。

(2) 正、负序分量算法

$$\left. \begin{aligned} 3\dot{I}_{A1} &= \dot{I}_A + \dot{I}_B e^{-j240^\circ} + \dot{I}_C e^{-j120^\circ} \\ 3\dot{I}_{A2} &= \dot{I}_A + \dot{I}_B e^{-j120^\circ} + \dot{I}_C e^{-j240^\circ} \end{aligned} \right\} \quad (7-21)$$

对应离散的采样值

$$\left. \begin{aligned} 3i_{A1}(n) &= i_A(n) + i_B(n - \frac{2N}{3}) + i_C(n - \frac{N}{3}) \\ 3i_{A2}(n) &= i_A(n) + i_B(n - \frac{N}{3}) + i_C(n - \frac{2N}{3}) \end{aligned} \right\} \quad (7-22)$$

当 $N=12$, $\omega T_s=30^\circ$ 时式 (7-22) 可简化为

$$\left. \begin{aligned} 3i_{A1} &= i_A(n) - i_B(n-2) + i_C(n-4) \\ 3i_{A2} &= i_A(n) + i_B(n-4) - i_C(n-2) \end{aligned} \right\} \quad (7-23)$$

根据式 (7-23) 可以作出如图 7-23 和图 7-24 所示的相量关系。

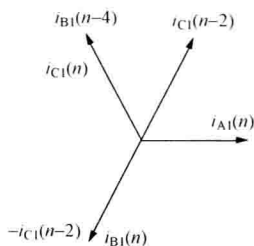


图 7-23 正序输入时的相量关系

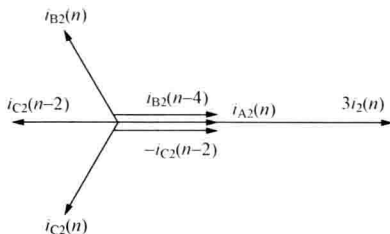


图 7-24 负序输入时的相量关系

6. 故障方向的相位比较算法

在继电保护中，经常要测量短路故障的方向，判别短路故障在保护正方向上还是在保护反方向上。例如，接地保护中的零序功率方向元件、方向高频保护中的负序功率方向元件、电流保护中的 90° 接线的功率方向元件等。此外，在有些元件保护中，设置方向元件以获得保护的选择性。故障方向的计算，在微机保护中采用最多的是相位比较算法。

$$(i_k - i_{k-1}) \nabla (u_k) \quad (7-24)$$

表示把电流差分后与电压比较符号，在软件中设有一个计数器，当符号相异时，计数器的值加 1，当符号相同时，计数器的值减 1，判断计数器的计数值 G ，当满足 $G>0$ 时判为正方向。

(1) 零序方向元件算法。发生接地故障时零序电压和电流相位关系如图 7-25 所示。

正向接地故障时， $3\dot{U}_0$ 滞后 $3\dot{I}_{0k}$ 相角是 $180^\circ - \varphi_{M0}$ ；反向接地故障时， $3\dot{U}_0$ 超前 $3\dot{I}_{0k}$ 的相角是 φ'_{M0} ，并且这种相位关系与过渡电阻 R_g 无关。

零序方向元件动作特性分析如下。

1) 将零序电流作一次差分，差分后的相位向超前方向移动 75° （移相算法）。

2) 当正方向发生接地故障时，差分后电压和电流反相位，在一个周期内，电流的差分与电压的符号全部相反，计数器的计数值 $G=N$ 。

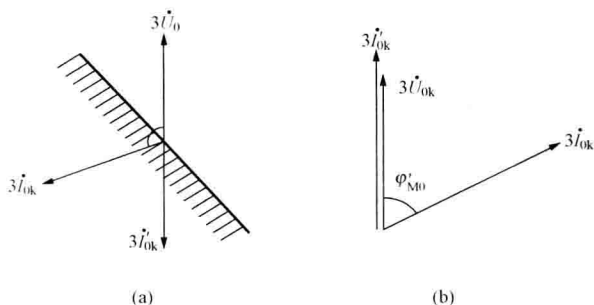


图 7-25 正、反方向接地故障时零序电压、电流的相位关系

(a) 正方向; (b) 反方向

3) 当反方向发生接地短路时, 差分后电压和电流同相位, 在一周期内, 差分后电流与电压的符号相同, 计数器的计数值 $G = -N$ 。

图 7-25 (a) 中的阴影线侧为方向元件的动作区, 如零序电流落在动作边界处, 差分后的电流与零序电压的相位差为 90° 。所以, 两者的符号有一半为同号, 一半为异号, 计数器的计数值 $G = 0$, 方向元件不动作。

零序方向元件动作特性判据为

$$-90^\circ < \arg \frac{3\dot{U}_0}{3\dot{I}_0 e^{j\varphi_{M0}}} < 90^\circ (\text{反向接地}) \quad (7-25)$$

$$90^\circ < \arg \frac{3\dot{U}_0}{3\dot{I}_0 e^{j\varphi_{M0}}} < 270^\circ (\text{正向接地}) \quad (7-26)$$

(2) 负序方向元件算法。稳态型负序方向元件指的是只要负序分量存在, 方向元件就有相应的输出, 即负序方向元件的输出与负序分量作用的时间长短无任何关系。

负序电压、负序电流间的相位关系完全与零序电压、零序电流间相位关系相同。负序方向元件的动作判据与零序方向元件相同, 判据为

$$-90^\circ < \arg \frac{3\dot{U}_{A2}}{3\dot{I}_{A2} e^{j\varphi_{M2}}} < 90^\circ (\text{反向短路}) \quad (7-27)$$

$$-90^\circ < \arg \frac{3\dot{U}_{A2}}{3\dot{I}_{A2} e^{j\varphi_{M2}}} < 270^\circ (\text{正向短路}) \quad (7-28)$$

在短路故障后某一时间内存在的负序故障分量方向元件的判据与稳态型负序方向元件完全类似。但只能在短路故障后某一时间段内判断故障方向, 并不受负序不平衡输出的影响, 有较高灵敏度。

7. 突变量电流算法

微机对故障前的电气量有存储和记忆功能, 因此, 微机构成突变量元件实现起来特别方便, 以电流为例, 短路故障电流去除负荷电流即是突变量电流, 其算法为

$$\Delta i(n) = |i(n) - i(n-N)| \quad (7-29)$$

式中 $i(n)$ —— 电流在某一时刻 n 的采样值;

N —— 一个工频周期内的采样点数;

$i(n-N)$ —— 比 $i(n)$ 早一周的采样值;

$\Delta i(n)$ —— n 时刻电流的突变量。

将电力系统故障后的状态分解成正常负荷网络和故障附加网络的叠加,如图 7-26 所示。

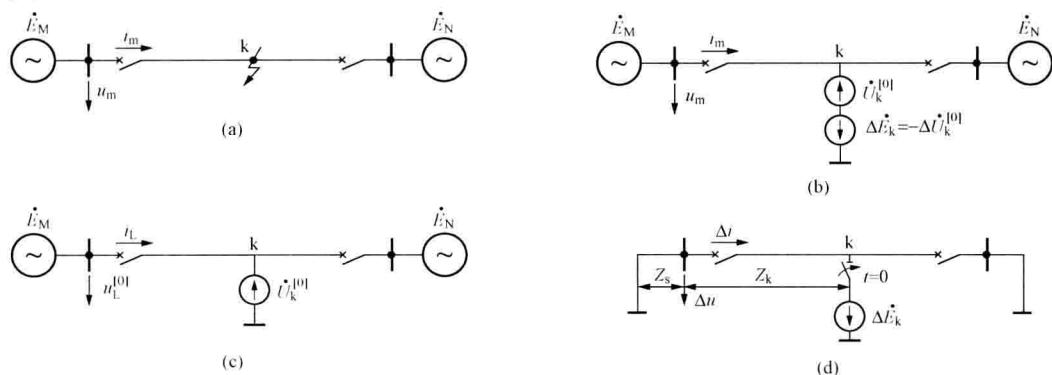


图 7-26 短路故障分解

(a) 故障后电力系统状态; (b) 故障状态分解; (c) 故障前电力系统状态; (d) 故障附加状态

当系统正常运行时,负载电流变化是稳定的,或者说负载虽有变化,但不会在一个工频周期这样短的时间内突然发生很大的变化,如图 7-27 中, $t-2T$ 、 $t-T$ 时刻。因此这时 $i(n)$ 和 $i(n-N)$ 接近相等, $\Delta i(n)$ 等于或近似等于零。

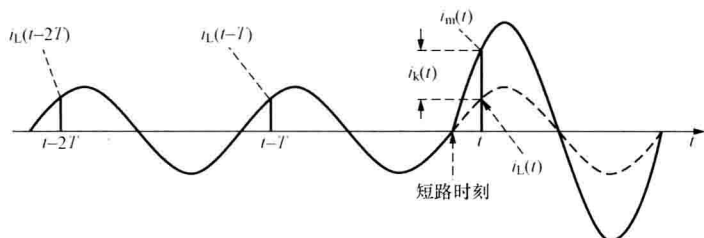


图 7-27 短路故障前后的电流波形示意图

如果在 t 时刻发生短路,故障相电流突然增大,如图 7-27 中实线所示,将有突变量电流产生。显然突变量仅在短路发生后的第一个周期内存在。按式 (7-29) 计算存在一个问题,当电网的频率偏离 50Hz 时会产生不平衡输出,这是因为 $i(n)$ 和 $i(n-N)$ 的采样时刻相差 20ms,这决定于微机的定时器。电网频率变化后, $i(n)$ 和 $i(n-N)$ 对应电流波形的电角度不再相等,两者将有一定的差值 $\Delta\theta$ 而产生不平衡电流,特别是负载电流较大时,不平衡电流较大可能引起该元件的误动。为了消除由于电网频率的波动而引起不平衡电流,可按式 (7-30) 计算电流突变量,即

$$\Delta i(n) = [i(n) - i(n-N)] - [i(n-N) - i(n-2N)] \quad (7-30)$$

正常运行时,如果电网频率偏离,造成 $i(n)$ 和 $i(n-N)$ 之间有一个误差 $\Delta\theta$,则 $i(n-N)$ 和 $i(n-2N)$ 之间误差也应当相同。因而式 (7-30) 右侧两项误差可以得到抵消。用式 (7-30) 计算突变量不仅可以补偿频率偏离产生的不平衡电流,还可以减弱由于系统静稳定破坏而引起的不平衡电流,只有在振荡周期很小时,才会出现较大的不平衡电流。其数据窗为两周,突变量持续的时间不是 20ms,而是 40ms。

7.3.3 数字滤波技术

数字滤波通常是指一种计算程序或算法,它的输入是一组经过量化的采样值 $X(n)$,

输出是经过变换或处理的另一组数字量 $Y(n)$ 。数字滤波器的作用就是从 $X(N)$ 序列中取出有用的信号 $Y(N)$ ，而将无用成分去掉或尽可能地衰减。通过软件实现数字滤波，有如下优点。

- (1) 精度高。只要有足够的字长位数，就能够提高数字滤波器的精度，扩大动态范围。
- (2) 灵活性好。只要改变存储器中的程序，就可改变滤波器的性能。
- (3) 稳定性高，不受环境温度变化等影响。
- (4) 便于分时复用。

1. 数字滤波器的分类

在微机保护中，数字滤波器的运算过程可用下述常系数线性差分方程来表述

$$y(n) = \sum_{i=0}^m a_i x(n-i) + \sum_{j=0}^m b_j y(n-j) \tag{7-31}$$

式中 $x(n)$ 、 $y(n)$ ——滤波器的输入值和输出值序列；

a_i 、 b_j ——滤波器系数，若 b_j 全部为 0，称为非递归型滤波器；若 b_j 不全部为 0，称为递归型滤波器。因此就数字滤波器的运算结构而言，主要包括递归型和非递归型两种基本形式。

2. 数字滤波器的滤波特性

数字滤波器的滤波特性，包括幅频特性和相频特性。

幅频特性：反映的是不同频率的输入信号经过滤波计算后，其幅值的变化情况。

相频特性：反映的是输入和输出信号之间相位的变化大小。

式 (7-31) 中的 $x(n)$ 和 $y(n)$ 分别设为：

$$\begin{aligned} x(n) &= X_m \sin(2\pi f_1 t_n + \varphi_x) \\ y(n) &= Y_m \sin(2\pi f_1 t_n + \varphi_y) \end{aligned} \tag{7-32}$$

式中 X_m 、 Y_m ——输入信号的幅值；

φ_x 、 φ_y ——输入、输出信号的初相角。

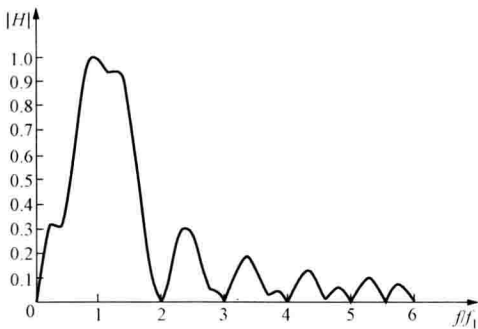


图 7-28 幅频特性曲线

则滤波器的幅频特性定义为

$$H(f) = Y_m / X_m$$

相频特性定义为

$$\varphi(f) = \varphi_y - \varphi_x$$

在实际应用中，通常用频域上的频率响应特性曲线来描述，如图 7-28 所示，直流分量及整次谐波分量均能被完全滤除。

3. 数字滤波器的工作原理

(1) 非递归型滤波器。

1) 差分滤波器。滤波方程为

$$y(n) = x(n) - x(n-k) \tag{7-33}$$

式 (7-33) 中， $k \geq 1$ ，称 k 为差分步长。

假设 $x(n)$ 是连续型正弦函数 $x(t)$ 的采样值，则有输入信号

$$x(n) = X_m \sin(\omega t_n + \varphi_x)$$

$$x(n-k) = X_m \sin[\omega(t_n - kT_s) + \varphi_x]$$

将 $x(n)$ 和 $x(n-k)$ 代入差分方程 (7-33), 得

$$y(n) = 2X_m \sin \frac{\omega k T_s}{2} \cos \left(\omega t_n + \varphi_x - \frac{\omega k T_s}{2} \right)$$

其中:

$$Y_m = 2X_m \sin \left(\frac{\omega k T_s}{2} \right)$$

$$\varphi_y = \varphi_x - \frac{\omega k T_s}{2} + \frac{\pi}{2}$$

T_s 为前后两个采样点之间的时间间隔, 称为采样周期。 f_1 为基频频率, 每基频周期内采样点数为 N , 则有

$$T_s = \frac{1}{Nf_1}, \quad \omega = 2\pi f$$

差分滤波器的幅频特性公式为

$$H(f) = |Y_m|/X_m = \left| 2\sin \left(\frac{\omega k T_s}{2} \right) \right|$$

差分滤波器的幅频特性如图 7-29 所示。

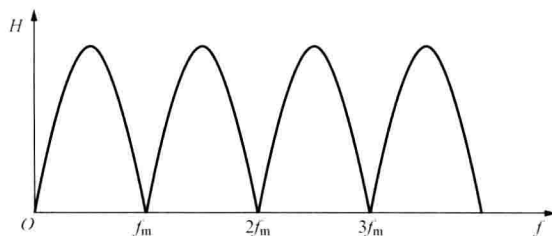


图 7-29 差分滤波器的幅频特性

从图 7-29 可以看出, 经过差分滤波器后, 输入信号中的直流分量和频率为 f_m 以及 f_m 的整次谐波分量被完全滤掉。但对其间的高次谐波有放大作用。

2) 积分滤波器。滤波方程为

$$y(n) = \sum_{i=0}^k x(n-i) \quad k \geq 1 \quad (7-34)$$

可以推出, 积分滤波器的幅频特性公式为

$$H(f) = \left| \frac{\sin \frac{\omega(K+1)}{2Nf_1}}{\sin \frac{\omega}{2Nf_1}} \right|$$

积分滤波器的幅频特性如图 7-30 所示。

从图 7-30 可以看出, 积分滤波器不能滤去输入信号中的直流分量和低频分量, 但对高频分量有一定的抑制作用。

3) 级联滤波器。前两种滤波器结构简单, 计算量小, 独立使用很难满足要求。实际应用中可以不同特性的滤波器进行组合, 其中一种就是级联。

级联相当于将各滤波器相串联, 级联后, 整个系统的幅频特性为各单元幅频特性之积, 即

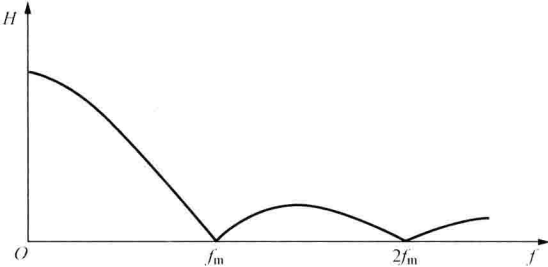
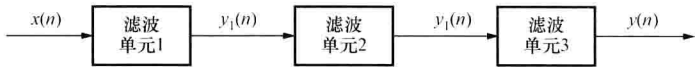


图 7-30 积分滤波器的幅频特性

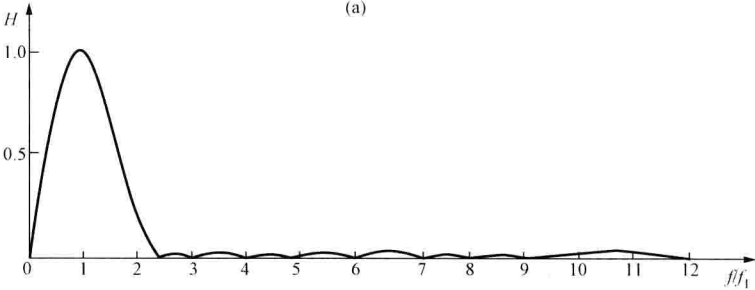
$$H(f) = \prod_{i=1}^m H_i(f) \quad (7-35)$$

级联滤波器的特点是，数据窗明确，便于确定滤波速度，但得到理想滤波特性需要数据窗较长，影响滤波速度。

(2) 递归型滤波器。当滤波方程中 b_j 不全为 0 时， $y(n)$ 与 $x(n)$ 、 $x(n-k)$ 有关，还与 $y(n-k)$ 有关，这种反馈和记忆特性是递归型滤波器的基本特征。



(a)



(b)

图 7-31 级联滤波器的幅频特性

对应的幅频特性曲线如图 7-32 所示。

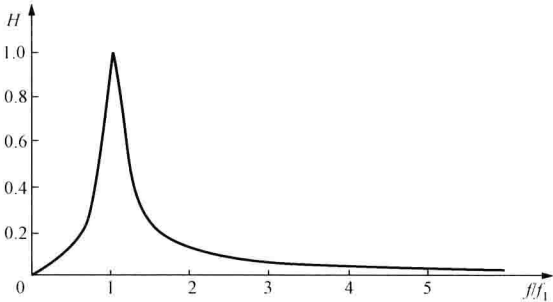


图 7-32 递归型滤波器的幅频特性

递归型滤波器的特点如下。

- 1) 优点：可以获得理想的滤波特性，与非递归滤波器相比数据窗短、计算简单，便于实时应用。
- 2) 缺点：没有明确的数据窗，由于计算机的字节有限，舍入误差可能不断累积造成滤波器性能恶化。在实际应用中，滤波器的收敛速度需要离线仿真计算或实验测试。
- 3) 应用：递归型和非递归型，都可应用于微机保护。具体选用取决于所采用的保护原理、故障信号的变化特点、保护所选用的计算机硬件以及参数计算算法等。

7.4 220kV 输电线路微机保护举例

本节将以一套具体的微机保护装置为例,从装置保护配置、硬件结构及功能、软件工作原理、软件逻辑框图、保护动作行为分析等几个方面进行说明,对微机保护装置有一个整体认识。

RCS—901 系列保护装置是由微机实现的数字式超高压线路成套快速保护装置,用作 220kV 及以上电压等级输电线路的主保护及后备保护。

7.4.1 RCS—901 系列保护装置简介

1. 保护配置

RCS—901 是以纵联变化量方向元件和零序方向元件为主体的快速主保护,由工频变化量距离元件构成的快速 I 段保护,由三段式相间和接地距离及多个延时段或反时限零序方向过电流构成全套后备保护。RCS—901 保护有分相出口,配有自动重合闸功能,对单或双母线接线的开关实现单相重合、三相重合和综合重合闸。RCS—901 系列保护根据功能有一个或多个后缀,后缀不同保护配置不同,具体配置见表 7-3。

表 7-3 RCS—901 系列保护具体配置

型号	配置	
RCS—901A	纵联变化量方向 纵联零序方向 工频变化量阻抗 三段接地和相间距离 自动重合闸	两个延时段零序方向过电流
RCS—901B		四个延时段零序方向过电流
RCS—901D		一个延时段加一个反时限零序方向过电流
RCS—901xL		过负荷警告、过电流跳闸
RCS—901xF		收发信采用光纤接口,通信速率 64kbit/s
RCS—901FM		收发信采用光纤接口,通信速率 2048kbit/s

注 RCS—901xF (M) 中的 x 可为 A、B 或 D。

2. 主要性能特点

(1) RCS—901 系列保护装置动作速度快,线路近处故障跳闸时间小于 10ms,线路中间故障跳闸时间小于 15ms,线路远处故障跳闸时间小于 25ms。

(2) 主保护采用积分算法,计算速度快;后备保护强调准确性,采用傅里叶算法,滤波效果好,计算精度高。

(3) 反应工频变化量的测量元件采用了具有自适应能力的浮动门槛,对系统不平衡和干扰具有极强的预防能力,因而测量元件能在保证安全性的基础上达到高速,起动元件有较高的灵敏度而不会频繁起动。

(4) 具有可靠的振荡闭锁功能,保证距离保护在系统振荡加区外故障时能可靠闭锁,而在振荡加区内故障时能可靠切除故障。

(5) 灵活的自动重合闸方式。

(6) 装置采用整体面板、全封闭机箱,强弱电严格分开,取消传统背板配线方式,同时在软件设计上也采取相应的抗干扰措施,装置的抗干扰能力大大提高,对外的电磁辐射也满足相关标准。

- (7) 完善的事件报文处理, 可保存最新 64 次动作报告, 24 次故障录波报告。
- (8) 友好的人机界面、汉字显示、中文报告打印。
- (9) 灵活的后台通信方式, 配有 RS-485 通信接口 (可选双绞线、光纤) 或以太网。
- (10) 支持电力行业标准 DL/T 667—1999 (IEC 60870—5—103 标准) 的通信规约。
- (11) 与 COMTRADE 兼容的故障录波。

3. 硬件结构及功能

(1) 装置硬件构成。RCS—901A 保护装置正面面板布置图如图 7-33 所示, 有液晶显示屏、信号灯、小键盘、调试通信口、模拟量输入口。

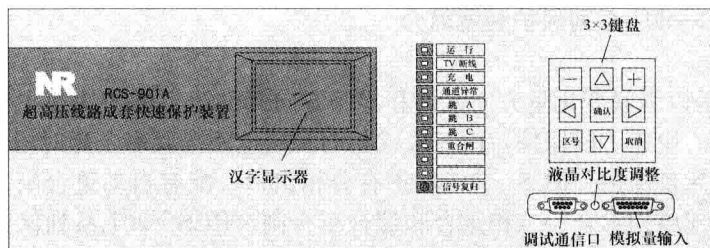


图 7-33 RCS—901A 保护装置正面面板布置图

组成装置的插件有电源插件 (DC)、交流插件 (AC)、低通滤波器 (LPF)、CPU 插件 (CPU)、通信插件 (COM)、24V 光耦插件 (OPT1)、高压光耦插件 (OPT2)、信号插件 (SIG)、跳闸出口插件 (OUT1、OUT2)、显示面板 (LCD)。RCS—901A 保护装置背面布置如图 7-34 所示。

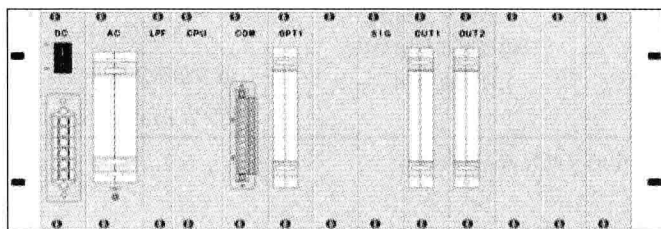


图 7-34 RCS—901A 保护装置背面面板布置图

(2) 各插件功能。

1) 电源插件 (DC), 输入 220V 或 110V 直流, 输出 +5、±12、±24V 给保护装置提供电源。

2) 交流输入变换插件 (AC), 与系统接线图如图 7-35 所示。输入量有三相电流、零序电流及三相电压和单相线路侧电压 (U_X)。

3) 低通滤波插件。主要作用是滤除高频信号、电平调整、利用专用测试仪测试提供试验信号输入接口。

4) CPU 插件是装置的核心部分。采用单片机加 DSP 的结构, 将主、后备保护集成在一块 CPU 板上, DSP 和单片机各自独立采样, 由 DSP 完成所有的数字滤波、保护算法和出口逻辑, CPU 内设总起动元件, 起动后开放出口继电器的正电源, 同时完成事件记录及具有故障录波功能、打印、保护部分的后台通信及与面板通信; 装置采样率为每周波 24 点,

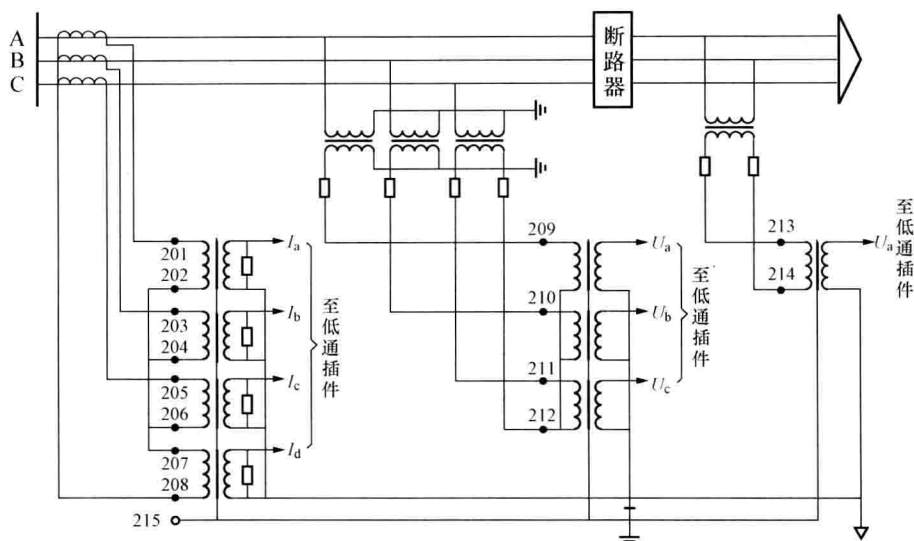


图 7-35 交流输入变换插件与系统接线图

在每个采样间隔内完成所有保护和逻辑算法。

人机接口显示面板单设一个单片机(图中未画出),专门负责汉字液晶显示、键盘处理,显示面板通过串口与主 CPU 交换数据。显示面板还提供一个与 PC 通信的接口。

5) 通信插件。通信插件的功能是完成与监控计算机或 RTU 的连接,连接的接口可选双绞线 RS-485 接口、光纤 RS-485 接口、光纤以太网接口。通信插件还有一个用于对时的 RS-485 接口,该接口只接收 GPS 发送的秒脉冲信号,还设置了一个用于打印的 RS-485 或 RS-232 接口。

6) 光耦插件。它有两种类型:①OPT1 是低压光耦插件,开入量的电源(+24V)由电源插件提供;②OPT2 是高压光耦插件(220/110V)作开入量的电源,适应较远处引入开入量,如收信触点从通信机房的载波机接至控制室的保护屏或从断路器处引位置触点至保护屏。

7) 信号插件。其功能是将 5V 的动作信号经三极管信号转换为 24V,从而驱动信号继电器。正常运行时装置会对所有三极管的出口进行检查,若有出错会告警并闭锁保护。该插件设置了总起动机继电器,用于开放出口继电器的正电源。

8) 跳闸出口插件。它有两个插件:①OUT1 插件装设有故障告警、异常告警继电器、跳闸和重合闸信号自保持继电器、发信继电器、保护单跳或三跳时都动作的继电器、保护三跳时动作的继电器、闭锁重合闸继电器、复归收发信机等;②OUT2 插件输出 5 组跳闸出口触点和 3 组重合闸出口触点,均为瞬动触点;用第一组跳闸和第一组合闸触点去接操作箱的跳合线圈,其他供作遥信、故障录波起动、失灵用。如果需跳两个开关,则用第二组跳闸触点去跳第二个开关。

RCS-901A 装置硬件结构图如图 7-36 所示。

4. 软件工作原理

(1) 装置起动元件。电流变化量起动元件动作并展宽 7s;外接和自产零序电流均大于整定值时,零序起动元件动作并展宽 7s;位置不对应条件满足(由用户选择投入)起动元

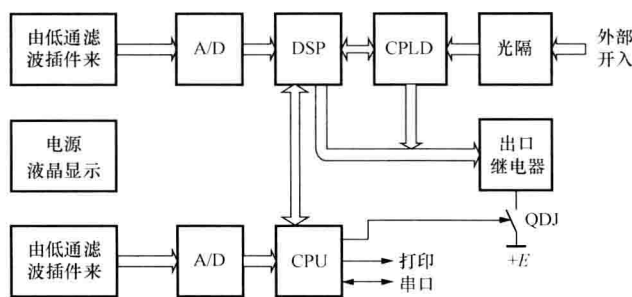


图 7-36 RCS—901 装置硬件结构图

件动作并展宽 15s；当本侧收到对侧的远跳信号且定值控制字中“远跳经本侧起动控制”置“0”时，远跳起动元件动作。起动元件动作后开放出口继电器正电源。

(2) 方向纵联保护。RCS—901 由工频变化量方向和零序功率方向元件，经通道交换信号构成全线路快速跳闸的方向保护，即方向纵联保护。

变化量方向元件测量电压、电流故障分量的相位，当测量相角反相位时动作。正方向故障时，正方向元件可靠动作，反方向元件不动作；反方向故障时，正方向元件不动作，反方向元件可靠动作。

零序正反方向元件动作与否由零序功率 P_0 决定。

(3) 工频变化量距离保护及选相元件。电力系统发生短路故障时，其短路电流、电压可分解为故障前负载状态的电流、电压分量和故障分量，反应工频变化量的距离保护只考虑故障分量，不受负载状态的影响。

所有反应变化量的保护（如变化量方向、工频变化量阻抗）用变化量选相元件，所有反应稳态量的保护（如阶段式距离保护）用稳态量选相元件。装置采用相电流差变化量选相元件和序分量 I_0 与 I_{2A} 比相的选相元件进行选相。

(4) 相间和接地距离保护。装置设有三段式相间和接地距离元件，该元件由正序电压极化，因而有较大的测量故障过渡电阻的能力；当用于短线路时，为了进一步扩大测量过渡电阻的能力，还可将 I、II 段阻抗特性向第一象限偏移；接地距离继电器设有零序电抗特性，可防止接地故障时继电器超越。

(5) 零序保护。RCS—901A 设置了两个带延时段的零序方向过电流保护，II 段零序保护受零序保护正方向元件控制，III 段零序保护则由用户选择经或不经方向元件控制。

(6) 重合闸。本装置重合闸为一次重合闸方式，可实现单相重合闸、三相重合闸或综合重合闸；可根据故障的严重程度引入闭锁重合闸的方式。重合闸的起动方式可以由保护动作起动或开关位置不对应起动方式；当与本公司其他产品一起使用有两套重合闸时，两套装置的重合闸可以同时投入，不会出现二次重合，与其他装置的重合闸配合时，可考虑用连接片仅投入一套重合闸。

三相重合时，可采用检线路无压重合闸或检同期重合闸，也可采用快速直接重合闸方式，检无压时，检查线路电压或母线电压小于 30V；检同期时，检查线路电压和母线电压大于 40V，且线路和母线电压间相位差在整定范围内。

7.4.2 闭锁式方向纵联保护

由于各种保护的分析方法相似,这里只对闭锁式方向纵联保护主要元件的工作原理、逻辑框图和动作行为进行分析。

闭锁式方向纵联保护两侧的保护元件仅反应本侧的电气量,利用通道将保护元件对故障方向判别的结果传送到对侧,每侧保护根据两侧保护的動作结果经过逻辑判断区分是区内还是区外故障。这类保护是间接比较线路两侧的电气量,在通道中传送的是逻辑信号。

1. 主要元件工作原理

(1) 起动元件配置及原理。

1) 装置总起动元件。CPU 插件的总起动元件是以反应相间工频变化量的过电流元件实现,同时又配以反应全电流的零序过电流元件互相补充。反应工频变化量的起动元件采用浮动门槛,正常运行及系统振荡时变化量的不平衡输出均自动构成自适应式的门槛,浮动门槛始终略高于不平衡输出,在正常运行时由于不平衡分量很小,因而装置有很高的灵敏度。当系统振荡时,自动降低灵敏度,因此装置总起动元件不需要设置专门的振荡闭锁元件,起动元件有很高的灵敏度而又不会频繁起动。

a) 反应相间工频变化量的电流起动元件的判据为

$$\Delta I_{\Phi\Phi\max} > 1.25\Delta I_T + \Delta I_{ZD} \quad (7-36)$$

式中 $\Delta I_{\Phi\Phi\max}$ ——相间电流的半波积分最大值的工频变化量;

ΔI_{ZD} ——可整定的固定门槛值;

ΔI_T ——浮动门槛,随着变化量的变化而自动调整,取 1.25 倍可保证门槛始终略高于不平衡输出。

反应相间工频变化量的电流起动元件动作并展宽 7s,去开放出口继电器正电源。

b) 零序过电流起动元件。当外接和自产零序电流均大于整定值时,零序起动元件动作并展宽 7s,去开放出口继电器正电源。

c) 位置不对应起动。这一部分的起动由用户选择投入,条件满足总起动元件动作并展宽 15 s,去开放出口继电器正电源。

2) 保护起动元件。基于 DSP 的保护起动元件与上述的总起动元件相比,增加了一个电流变化量低定值起动元件,用以起动闭锁式方向保护的发信,其判据为

$$\Delta I_{\Phi\Phi\max} > 1.125\Delta I_T + 0.5\Delta I_{ZD} \quad (7-37)$$

电流变化量低定值起动元件动作仍进入正常运行程序,但起动发信并闭锁保护,只有当电流变化量高定值起动元件或零序过电流元件动作才进入故障测量程序。

(2) 工频变化量方向元件。变化量方向元件由正方向元件和反方向元件共同构成,测量电压、电流故障分量的相位来判断正、反方向元件的动作。

正反方向元件的计算使用不包含零序分量的电压电流、正负序综合分量,并引入了补偿阻抗,既保证了灵敏度,又不可能引起方向元件误动,使该方向继电器不仅适用于短线路,而且适用于任何长距离输电线路。

该方向元件对各种故障都有同样优越的方向性,且过渡电阻不影响方向元件的测量相角,另外,由于方向元件不受负荷电流影响,因而该方向元件有很高的灵敏度,可允许测量很大的故障过渡电阻。另外,方向元件不受串补电容的影响。

工频变化量方向元件受浮动门槛的限制,因此,当系统中出现不平衡分量或者系统振荡

时,继电器不会误动作,只是自动降低灵敏度。

当保护投退控制字“弱电源侧”=1时,装置自动引入超范围变化量阻抗继电器,当变化量正反方向元件和零序正反方向元件均不动作时,若超范围变化量阻抗继电器动作,则判为正方向故障;若超范围变化量阻抗继电器不动作,即判为反方向故障。

(3) 零序方向元件。零序正反方向元件(F_{0+} 、 F_{0-})由零序功率 P_0 决定, P_0 由 $3U_0$ 和 $3I_0 \times Z_0$ 的乘积获得($3U_0$ 、 $3I_0$ 为自产零序电压电流, Z_0 是幅值为1相角为 78° 的相量), $P_0 > 0$ 时 F_{0-} 动作; $P_0 < -1 \text{ VA}$ ($I_N = 5\text{A}$)或 $P_0 < -0.2 \text{ VA}$ ($I_N = 1\text{A}$)时 F_{0+} 动作。纵联零序保护的正方向元件由零序方向比较过电流元件和 F_{0+} 的与门输出,而纵联零序保护的反方向元件由零序起动过电流元件和 F_{0-} 的与门输出。

2. 闭锁式方向纵联保护应满足的基本要求

(1) 在外部故障时近故障点侧的起动元件应比远离故障侧的跳闸准备元件的灵敏度高。

(2) 在外部故障时近故障点侧的起动元件的动作要比远离故障侧的跳闸准备元件更快,两者的动作时间差应大于高频电流沿通道(包括收发信机内部)的传输时间。为防止区外故障时,由于对侧高频信号传输延时造成远故障点侧保护误动,采取先收信后停信的方法。

(3) 发信机的返回带延时,以保证对侧跳闸准备元件确已返回后闭锁信号才消失。

(4) 在环网中发生外部故障时,短路功率的方向可能发生转换(简称功率倒向),在倒向过程中不应失去闭锁信号。

(5) 在单侧电源线路上发生内部故障时保护应能动作。

(6) 对方向纵联保护中的起动元件的要求是动作速度快、灵敏度高。

(7) 方向元件的作用是判断故障的方向,所以对方向纵联保护中的方向元件的要求是能反应所有类型的故障;不受负载的影响;不受振荡的影响,即在振荡无故障时不误动,振荡中再故障时仍能动作;在两相运行时仍能起保护作用。

3. 闭锁式纵联方向保护的停信逻辑

当发生保护区内故障时,闭锁式纵联方向保护首先要起动发信,当判断故障为正方向再停止发信并跳闸。停信元件为:正方向元件动作停信、其他保护动作停信、本保护动作停信、断路器位置停信逻辑和弱馈保护停信逻辑。

正方向元件动作停信逻辑框图如图7-37所示。满足下列条件时停信。

(1) 在保护起动元件动作后整组复归前,与门DA7输出为1,为DA21动作准备了条件。

(2) 当收信输入持续5~10ms时,时间元件T9(=1)、或门DO8动作(=1),从而DA21动作(=1)且自保持。

(3) 在正方向元件动作(=1)、反方向元件不动作(=0)、断路器处于三相合闸状态即三跳位置(0),于是与门DA9动作(=1),DA10、DO6、DO7动作(=1),保护停信。

(4) 在反向元件动作10ms后,时间元件T8(=1),50ms后返回,DA10不动作(=0),如果正向元件再动作,需要经T7的40ms延时才能停信。这是一种功率倒向时通过延时防止误动的方法。

4. 闭锁式纵联保护程序逻辑

(1) 故障测量程序中闭锁式纵联保护逻辑。故障测量程序中闭锁式纵联保护程序起动后

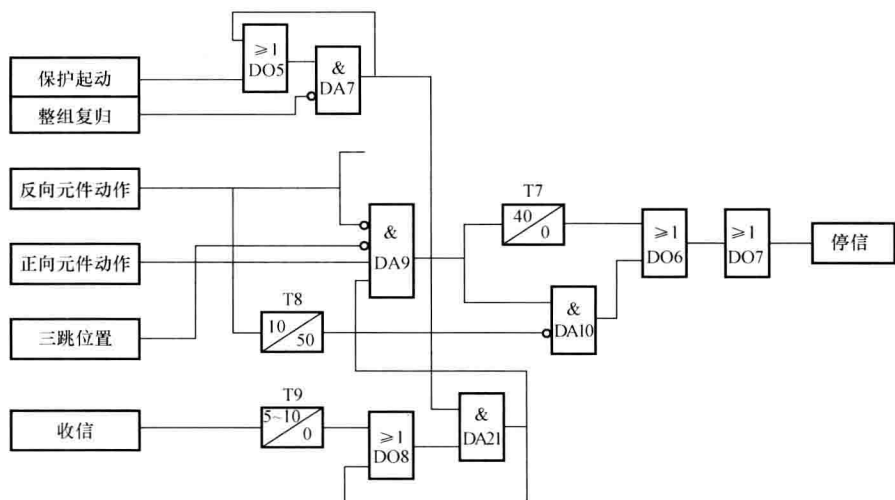


图 7-37 正方向元件动作停信逻辑框图

的逻辑方框图如图 7-38 所示，其逻辑说明如下。

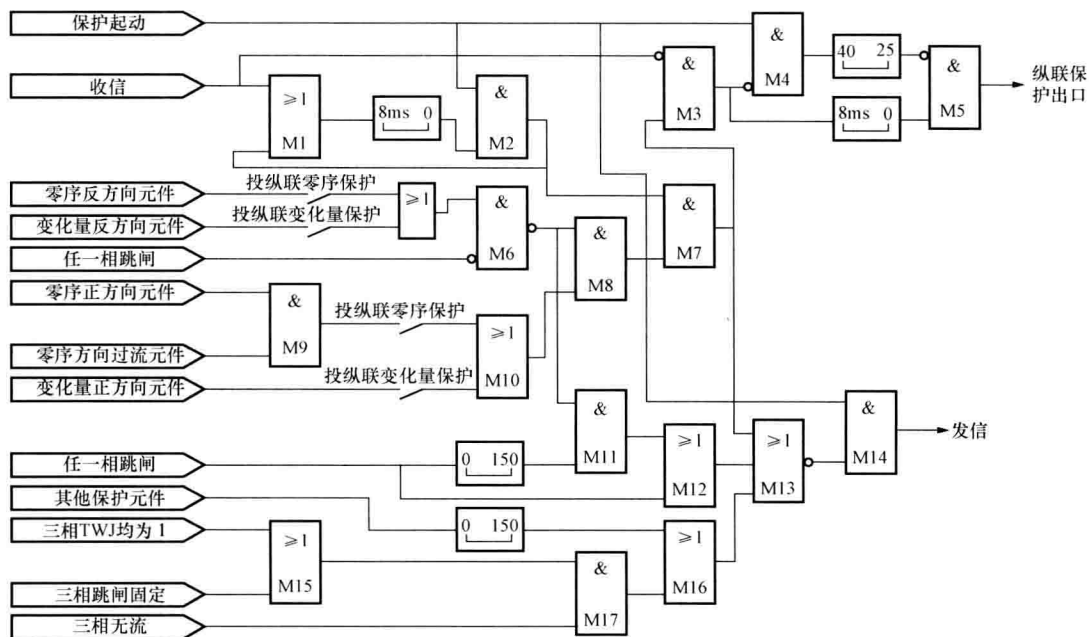


图 7-38 闭锁式纵联保护启动后逻辑框图

1) 启动元件动作即首先进入故障程序，直接启动发信机发闭锁信号。

2) 反方向元件由工频变化量反方向元件和零序反方向元件共同组成。反方向元件动作时，立即通过与门 M8 闭锁正方向元件的停信回路（M8=0，M7=0，M13=1，M14=1），发信机继续发闭锁信号，即方向元件中反方向元件动作优先，这样有利于防止故障功率倒方向时误动作。

3) 启动元件动作后，收信 8ms 后（M2=1）才允许正方向元件投入工作，当反方向元

件不动作 ($M6=1$)，变化量正方向元件或零序正方向及过电流元件动作时 ($M10=1$, $M8=1$, $M7=1$)，立即停止发信 ($M13=0$, $M14=0$)。

4) 当该装置其他保护 (如工频变化量阻抗、零序延时段、距离保护) 动作，或外部保护 (如母线差动保护) 动作跳闸时 ($M12=1$)，立即停止发信 ($M13=0$, $M14=0$)，并在跳闸信号返回后，停信展宽 150ms，但在展宽期间若反方向元件动作，立即返回 ($M6=0$, $M11=0$, $M12=0$, $M13=1$, $M14=1$)，继续发信。

5) 三相跳闸固定回路动作或三相跳闸位置继电器均动作且无流 ($M17=1$, $M16=1$) 时，始终停止发信 ($M13=0$, $M14=0$)。

6) 区内故障时，正方向元件动作而反方向元件不动作 ($M6=1$, $M10=1$, $M8=1$, $M7=1$, $M3=1$)，两侧均停信 ($M13=0$, $M14=0$)，经 8ms 延时方向高频保护出口 ($M3=1$, 8ms 后 $M5=1$)。

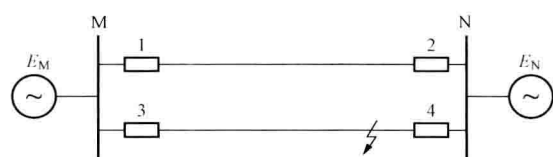


图 7-39 功率倒向示意图

7) 装置内设有功率倒方向延时回路，如图 7-39 所示，该回路是为了防止区外故障后，在断合开关的过程中，故障功率方向出现倒方向，短时出现一侧正方向元件未返回，另一侧正方向元件已动作而出现瞬时误动而设置的。保护配置于 1、2 二

端，若图示短路点发生故障，1 为正方向，2 为反方向，M 侧停信，N 侧发信，开关 4 跳开时，故障功率倒向可能使 1 为反方向，2 为正方向，如果 N 侧停信的速度快于 M 侧发信，则 N 侧可能瞬间出现正方向元件动作同时无收信信号，这种情况可以通过当连续收信 40ms 以后 ($M4$)，方向比较保护延时 25ms 动作的方式来躲过。

(2) 正常运行程序中闭锁式纵联保护逻辑。通道试验、远方起动发信逻辑由该装置实现，这样进行通道试验时就把两侧的保护装置、收发信机和通道一起进行检查。收发信机与该装置配合时，收发信机内部的远方起信逻辑部分应取消。闭锁式纵联保护的经常性通道试验是保证保护可靠性的重要措施。

1) 远方起动发信。一是为了方便高频通道检查，而不必由两侧的值班人员同时配合进行。当一侧手动起动发信，对侧收信后自动发信并自保持，手动起动发信侧可以独立监测通道工作情况。二是可以提高被保护线路两侧闭锁式纵联保护装置配合工作的可靠性。闭锁式纵联保护存在有固有的性能弱点，即区外故障时，近故障侧保护反方向起动发信元件，如因元件或回路异常而不能起动发信机发出闭锁信号时，此时如对侧装置的正方向停信元件灵敏度足够而动作就可能造成误动作。如果具有远方起动发信回路，则远方故障侧保护起动时发出闭锁信号，近故障侧收信后即可远方起动发信，发出连续的闭锁信号。此时，即使远方故障侧保护因正方向停信元件动作而停信，但近故障侧发出的闭锁信号仍将继续存在，使远方故障侧保护不至于误动作。

正常运行程序中闭锁式纵联保护未起动时的逻辑框图如图 7-40 所示，其程序逻辑说明为：当收到对侧信号后，如 TWJ 未动作 (运行中， $M6=0$, $M7=0$, $M5=0$, $M3=1$, $M4=1$, $M2=1$)，则立即发信；如 TWJ 动作 ($M6=1$, $M7=1$, $M5=1$, $M3=0$)，则延时

100ms 发信 ($M5=0$, $M3=1$, $M4=1$, $M2=1$); 当用于弱电侧, 判断任一相电压或相间电压低于 30V ($M9=1$, $M8=1$, $M7=1$, $M5=1$, $M3=1$) 时, 延时 100ms 发信, 这保证在线路轻负荷, 起动元件不动作的情况下, 由对侧保护快速切除故障。无上述情况时则本侧收信后, 立即由远方起信回路发信, 10s 后停信。

2) 通道试验。对闭锁式通道, 正常运行时需进行通道信号交换, 由人工在保护屏上按下通道试验按钮, 本侧发信 ($M1=1$), 收信 200ms 后停止发信 ($M1=0$); 收对侧信号达 5s 后本侧再次发信, 10s 后停止发信 (发信解环)。在通道试验过程中, 若保护装置起动, 则结束本次通道试验。

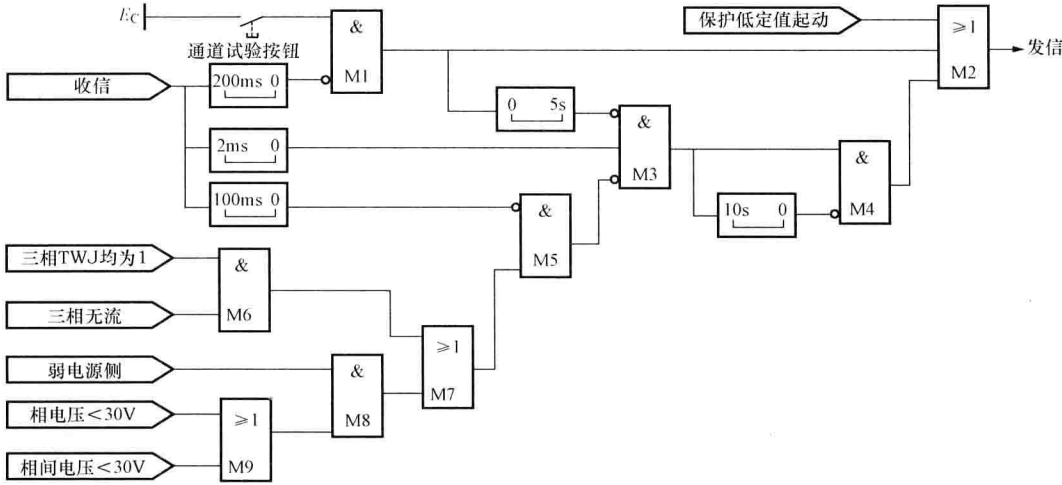


图 7-40 闭锁式纵联保护未起动时的逻辑

本章小结

本章介绍了微机继电保护的发展历史、微机继电保护装置的特点。微机继电保护由硬件系统和软件系统两大部分组成。硬件系统部分讲述了微机继电保护硬件系统的构成及各组成部分的作用, 在微机保护数据采集系统中详细介绍了逐次逼近原理的数据采集系统 (ADC) 和压—频变换 (VFC) 原理的数据采集系统的构成及原理, 对两种模/数转换器特点进行了比较, 讲解了开关量输入及输出回路的构成及作用。微机继电保护软件系统讲述了微机继电保护的程序结构; 微机继电保护的算法, 算法部分包括半周积分算法、傅里叶级数算法、输电线路 R—L 模型算法、移相算法、序分量算法、故障方向的相位比较算法、突变量电流算法; 简单介绍了数字滤波技术, 包括数字滤波器的分类、滤波特性、工作原理。最后, 通过对 RCS—901 系列输电线路微机保护装置整体介绍, 从保护配置、装置硬件构成、软件工作原理、保护动作行为分析等几个方面建立了微机保护的整体概念。

思 考 题

7-1 微机保护硬件系统由哪几部分组成？各组成部分的作用是什么？

7-2 由比较式模/数转换器构成的数据采集系统一般由哪几部分组成？各部分的主要作用是什么？

7-3 以一个4位的D/A构成的逐次逼近原理的A/D为例，说明其基本工作原理（设模拟输入量为0.6875）。

7-4 什么是采样定理？其有何意义？

7-5 已知 $T_s = \frac{5}{3} \text{ms}$ ， $X(t) = I_m \sin \omega t$ ，画波形图说明采样过程。

7-6 光电隔离电路的作用是什么？它是如何工作的？

7-7 什么是开关输入量？什么是开关输出量？

7-8 什么是半周积分算法？

7-9 什么是傅里叶算法？该算法具有什么作用？

7-10 什么是输电线路R-L模型算法？该算法主要为了计算什么？

7-11 已知被采样函数 $i = 10 \sin \omega t$ ，一周期内采样点数 $N=12$ ，画出采样输出波形，并用半周积分法求出 I_m 。

7-12 RCS—901装置硬件部分由哪些插件组成？各插件的作用是什么？

7-13 输电线路保护区内部故障时，分析闭锁式纵联保护起动后逻辑框图（如图7-38所示）的动作过程。

第8章 变电站自动装置

8.1 输电线路的自动重合闸

8.1.1 输电线路自动重合闸装置的作用及要求

1. 输电线路装设自动重合闸的意义

在电力系统中，输电线路，尤其是架空线路，最容易发生故障，因此，必须设法提高输电线路供电的可靠性。而自动重合闸装置正是提高输电线路供电可靠性的有力工具。

输电线路的故障按其性质可分为瞬时性故障和永久性故障两种。对于瞬时性故障，主要是由雷电引起的绝缘子表面闪络、线路对树枝放电、大风引起的短时碰线、通过鸟类身体的放电等原因引起的短路等，这类故障由线路保护动作断开电源后，电弧熄灭，故障点去游离，绝缘强度恢复，故障自行消除。此时，若把断开的断路器再重新合上，就能恢复供电。而永久性故障，例如线路倒杆、断线、绝缘子击穿或损坏等，当故障线路由线路保护动作断开后，如把跳开的断路器合上，由于故障仍然存在，还将由线路保护动作再次将断路器断开。

统计资料表明，输电线的故障大多数是瞬时性的，约占总故障次数的90%。因此，在线路发生故障被断开以后，再进行一次合闸就有可能大大地提高供电的可靠性。而自动重合闸装置就是将非正常操作而跳开的断路器重新自动投入的一种自动装置，简称ARD。

显然，采用自动重合闸装置后，如果线路发生瞬时性故障时，保护动作切除故障后，重合闸动作能够成功，恢复线路的供电；如果自动重合闸装置将相应断路器重合到永久性故障线路上，保护装置将断路器重新跳开，自动重合闸装置将不再动作，称这种情况为重合闸不成功。运行资料表明，重合闸成功率（重合闸成功的次数与总重合次数之比）在60%~90%之间，可见自动重合闸的效果是相当显著的。

2. 自动重合闸装置的主要作用

输电线路采用自动重合闸装置的主要作用可归纳如下。

（1）提高供电的可靠性，减少因瞬时性故障停电造成的损失，对单侧电源的单回线的作用尤为显著。

（2）对于双端供电的高压输电线路，可提高系统并列运行的稳定性，因而，自动重合闸技术被列为提高电力系统暂态稳定的重要措施之一。

（3）可以纠正由于断路器本身机构不良或继电保护误动作而引起的断路器误跳闸。

（4）自动重合闸与继电保护相配合，在很多情况下可以加速切除故障。

由于自动重合闸实现方便，工作可靠性高，因此，它在电力系统中得到极为广泛的应用。《继电保护和安全自动装置技术规程》规定：对1kV及以上的架空线路和电缆与架空的混合线路，当具有断路器时，如用电设备允许且无备用电源自动投入，应装设自动重合闸装置；对于旁路断路器和兼作旁路的母线联络断路器或分段断路器，宜装设自动重合闸装置；对于低压侧不带电源的降压变压器，应装设自动重合闸装置；必要时母线可装设自动重合闸

装置。

当然,采用自动重合闸后也会对电力系统带来某些不利影响,如重合于永久性故障时,系统将再次受到短路电流的冲击,可能引起电力系统的振荡。同时,断路器在很短时间内要连续两次切断短路电流,使断路器的工作条件恶化。

3. 自动重合闸装置的分类

输电线路的自动重合闸装置按其组成元件的动作原理分类,可分为机械式和电气式;按其功能可分为三相 ARD、单相 ARD 以及综合 ARD;按其动作次数来分,有一次动作的 ARD 和二次动作的 ARD;按其运行于不同结构的输电线路来分,有单侧电源线路 ARD 和双侧电源线路 ARD;按其与继电保护配合方式来分,有重合闸前加速保护动作和重合闸后加速保护动作的 ARD。在本节中,将重点介绍电气式三相一次自动重合闸装置。

4. 对自动重合闸装置的基本要求

(1) 自动重合闸装置应优先采用控制开关位置与断路器位置不对应起动方式起动,即当控制开关在合闸位置而断路器实际上处于断开位置的情况下起动重合闸(简称不对应起动方式)。这样,可以保证无论什么原因使断路器跳闸以后,都可以进行自动重合闸。除此之外,也可以由继电保护来起动重合闸(简称保护起动方式)。对综合重合闸,宜实现同时由保护起动重合闸。

(2) 自动重合闸装置动作应迅速。为了缩短对用户的停电时间,要求自动重合闸装置动作时间越短越好;但自动重合闸装置动作时间还必须考虑保护装置的复归、故障点去游离后绝缘强度的恢复、断路器操作机构的复归及其准备好再次合闸的时间。

即在满足故障点去游离所需要的时间和断路器的传动机构准备好再次动作所需要的条件下,自动重合闸装置动作时间应尽可能短。

(3) 自动重合闸装置的动作次数应符合预先的规定。在任何情况下,均不应使断路器重合的次数超过规定。这是因为当自动重合闸装置多次重合于永久性故障时,会使系统遭受多次冲击,损坏断路器,并扩大事故。

(4) 自动重合闸装置应能自动闭锁。当母线差动保护或按频率自动减负荷装置动作时,以及当断路器处于不正常状态(如操动机构中使用的气压或液压降低),不允许自动重合闸时,应将自动重合闸装置闭锁。

(5) 自动重合闸装置动作后,应能自动复归,准备好下一次再动作。这对于雷击机会较多的线路是非常必要的。

(6) 自动重合闸装置应能在重合闸动作后或重合闸动作前,加速继电保护的動作。自动重合闸装置与继电保护配合,可以加速故障的切除。自动重合闸装置还应具有手动合于故障线路时加速继电保护动作的功能。

(7) 手动跳闸时不应重合。当运行人员手动操作控制开关或通过遥控装置将断路器断开时,自动重合闸不应动作。

(8) 手动合闸于故障线路时,继电保护动作使断路器跳闸后,不应重合。因为此时可能是由于检修质量不合格或接地线未拆除等原因造成的永久性故障,即使重合也不会成功。

8.1.2 输电线路三相自动重合闸

1. 单侧电源线路的三相一次自动重合闸

我国的电力系统中,单侧电源线路广泛采用三相一次重合闸方式。单侧电源线路只有

一侧电源供电,不存在非同步重合的问题,重合闸装于线路的送电侧。所谓三相一次重合闸方式是指无论在输电线路上发生相间短路还是单相接地短路,继电保护装置动作将三相断路器一起断开,然后重合闸装置动作,将三相断路器一起合上的重合闸方式。当故障为瞬时性故障时,重合成功;当故障为永久性故障时,则继电保护动作再次将三相断路器一起断开,不再重合。

(1) 三相一次自动重合闸装置的构成。三相一次自动重合闸装置由重合闸起动回路、重合闸时间元件、一次合闸脉冲元件及执行元件四部分组成。重合闸起动回路是用以起动重合闸时间元件的回路,一般按控制开关与断路器位置不对应原理起动;重合闸时间元件是用来保证断路器断开之后,故障点有足够的去游离时间和断路器操作机构复归所需要的时间,以使重合闸成功;一次合闸脉冲元件用以保证重合闸装置只重合一次,通常利用电容放电来获得重合闸脉冲;执行元件用来将重合闸动作信号送至重合闸回路和信号回路,使断路器重合及发出重合闸动作信号。

(2) 装置接线。图 8-1 (a) 所示为电气式三相一次自动重合闸接线展开图。采用不对应起动方式,具有后加速保护功能。图中虚线框内为带有自保持线圈的重合闸继电器 KRC 内部接线,其内部由时间继电器 KT、中间继电器 KM、电容 C、充电电阻 R_4 、放电电阻 R_6 及信号灯 HL1 组成。

KCT 是断路器跳闸位置继电器,当断路器处于断开位置时,KCT 通过断路器辅助动触点 QF1 动作;由于 KCT 线圈电阻的限流作用,流过合闸接触器 KMC 中的电流很小,此时 KMC 不会动作,使断路器不合闸。

KCF 是防跳继电器,用于防止因 KM 的触点粘住时引起断路器多次重合于永久性故障线路。

KCP 是后加速保护动作的中间继电器,它具有瞬时动作延时返回的触点 KCP1。

KS 是表示重合闸动作的信号继电器。

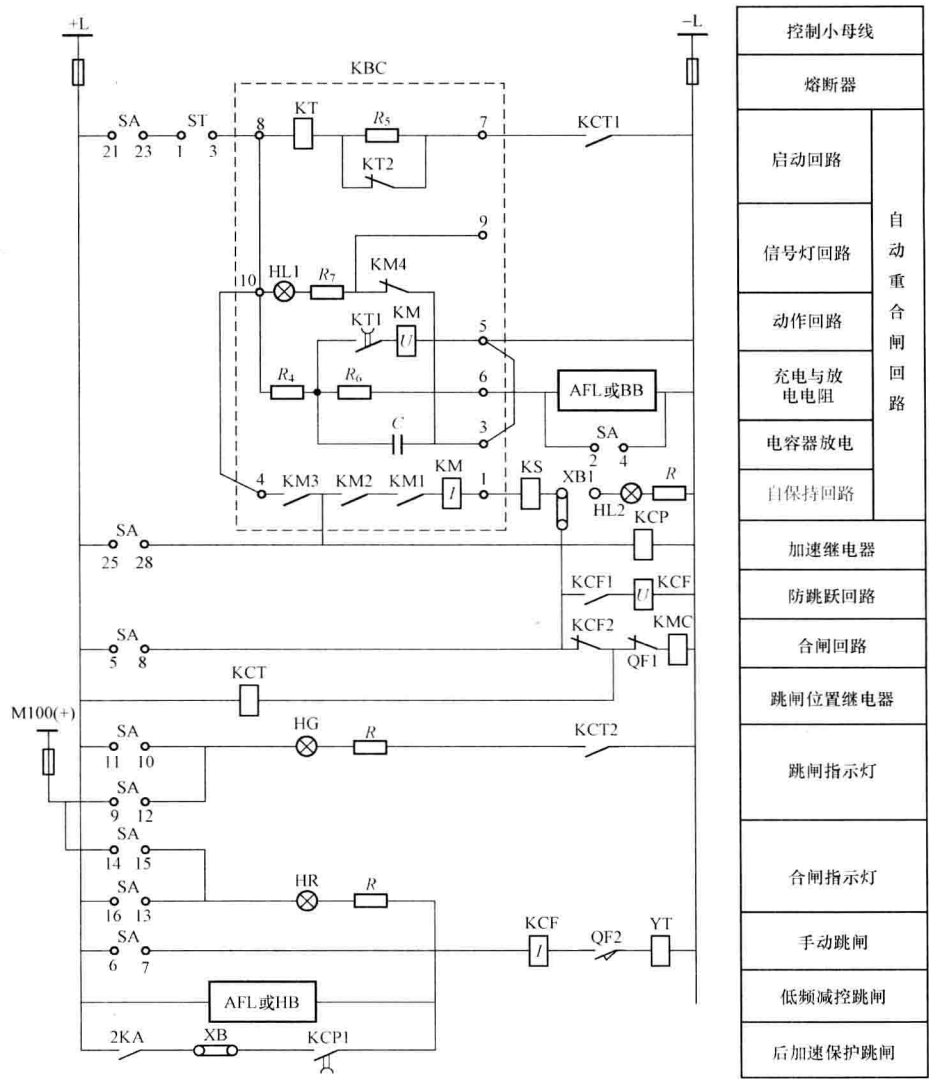
SA 是手动操作的控制开关,触点的通断情况如图 8-1 (b) 所示。

ST 用来投入或退出重合闸装置。

(3) 工作原理。

1) 线路正常运行时。控制开关 SA 和断路器都处在对应的合闸状态,断路器的辅助动触点 QF1 断开,动合触点 QF2 闭合,KCT 线圈失电,其常开触点 KCT1 打开。SA 的触点 13-16 接通,红灯 HR 亮平光;SA 的触点 21-23 接通,ST 置“投入位置”,其触点 1-3 接通。电容 C 经电阻 R_4 充电,充满电需要 15~25s,电容两端电压等于直流电源电压,自动重合闸装置处于准备动作状态。用来监视中间继电器 KM 触点及电压线圈是否完好的信号灯 HL1 亮。

2) 当线路发生瞬时性故障或断路器误跳闸时。输电线路断路器跳闸,而控制开关 SA 仍处于合闸状态,这时因控制开关 SA 和断路器位置不对应而起动重合闸装置。断路器跳闸后,其辅助触点 QF2 打开,QF1 闭合,跳闸位置继电器 KCT 动作,KCT2 闭合,M100 (+)→SA (9、12)→HG→KCT2→—L,绿灯闪光;KCT1 触点闭合,起动重合闸时间继电器 KT,其瞬动触点 KT2 断开,接进电阻 R_5 ,以保证线圈的热稳定;经整定的延时后,延时触点 KT1 闭合,接通电容 C 对中间继电器 KM 电压线圈放电回路,从而使 KM 动作,其动合触点均闭合,接通断路器的合闸接触器回路: +L→SA (21、23)→ST (1、3)→



操作状态		手动合闸	合闸后	手动跳闸	跳闸后
SA 触点号	2-4	-	-	-	×
	5-8	×	-	-	-
	6-7	-	-	×	-
	9-12	-	×	-	-
	10-11	-	-	×	×
	13-16	×	×	-	-
	21-23	×	×	-	-
	25-28	×	-	-	-

(b)

图 8-1 电气式三相一次自动重合闸装置接线展开图
(a) ARD 接线展开图；(b) SA 控制开关触点通断情况

KM3→KM2→KM1→KM 电流线圈→KS 线圈→XB1→KCF2→QF1→KMC→—L, 合闸接触器 KMC 动作, 使断路器重新合上。同时 KS 发出重合闸动作信号。

KM 电流线圈在这里起自保持作用, 只要 KM 被电压线圈短时起动一下, 便可通过电流自保持线圈使 KM 在合闸过程中一直处于动作状态, 从而使断路器可靠合闸; 连接片 XB1 用以投切 ARD 或试验。

断路器重合成功后, 其辅助触点 QF1 断开, 继电器 KCT、KT、KM 均返回, 整个装置自动复归, 经 15~25s 后电容 C 重新充满电, 准备好下一次动作; QF2 闭合, 红灯 HR 亮平光。

3) 线路上发生永久性故障时。自动重合闸装置的动作过程与瞬时性故障相同, 但在断路器重合以后, 因故障并未消除, 继电保护再次动作使断路器第二次跳闸, 重合闸装置再次起动, KT 励磁, KT1 经延时闭合后, 由于电容 C 充电的时间短, 小于 15~25s, 电容器 C 来不及充电到 KM 的动作电压, 故不能使 KM 动作, 因此断路器不会重合。这时电容 C 也不能继续充电, 因为 C 与 KM 电压线圈并联, KM 电压线圈两端的电压由电阻 R_4 和 KM 电压线圈串联电路的分压比决定, 由于电阻 R_4 的阻值远远大于 KM 电压线圈的阻值, 所以电容 C 上的电压很低, 小于 KM 的动作电压, 无论时间多长, 电容 C 上的电压也不会再升高, 保证了自动重合闸只动作一次, 此时绿灯 HG 闪光。

4) 利用控制开关手动跳闸时。在操作控制开关 SA 手动跳闸时, 控制开关和断路器均处在对应的断开位置, 自动重合闸不会动作。其触点 21-23 在跳闸和跳闸后都是断开的, 可靠地切断了重合闸回路的正电源, 重合闸不可能动作。与此同时触点 2-4 在跳闸后是闭合的, 接通了电容 C 对 R_6 的放电回路, 因 R_6 只有几百欧, 故放电很快, 使电容 C 两端的电压接近于零, 所以重合闸装置不会使断路器合闸。

5) 利用控制开关手动操作合闸于故障线路时。在操作控制开关 SA 手动合闸时, 其触点 5-8 接通, 合闸接触器 KMC 动作, 断路器合闸; 触点 21-23 接通, 2-4 断开, 电容 C 开始充电, 但同时触点 25-28 接通, 使加速继电器 KCP 动作。如果线路故障仍存在, 则当手动合上断路器后, 保护装置立即动作, 2KA 触点闭合, 经加速继电器 KCP 的动合触点 KCP1 使断路器加速跳闸。此时电容 C 由于充电时间很短, 电容 C 充不到足够的电压, 不足以起动 KM, 从而保证了手动合闸到故障线路时, 重合闸装置不动作。

6) 重合闸闭锁回路。当闭锁重合闸的装置动作时, 如自动按频率减负荷装置、母线差动保护动作使断路器跳闸时, 不应该接通重合闸。在这种情况下, 应将自动重合闸装置闭锁。为此, 可将自动按频率减负荷装置的出口辅助触点、母线保护的动作触点与 SA 的 2-4 触点并联, 当自动按频率减负荷装置或母线保护动作时, 相应的辅助触点闭合, 电容 C 通过这闭合了的触点对 R_6 迅速放电, 从而保证了重合闸装置不动作。

7) 防止断路器多次重合于永久性故障的措施。如果线路上发生了永久性故障, 并且在第一次重合时出现了 KM3、KM2、KM1 触点粘住不能返回时, 如不采取措施, 断路器将发生多次跳、合的跳跃现象, 这是不允许的。为此, 装设了防跳继电器 KCF。该继电器有两个线圈, 电流线圈与跳闸线圈 YT 串联, 电压线圈通过 KCF1 触点与合闸接触器线圈 KMC 等并联。如果线路上发生了永久性故障, 并且断路器在第一次重合时出现了 KM3、KM2、KM1 触点粘住而不能返回, 断路器在第二次跳闸时, KCF 的电流线圈通电, KCF 动作, 其触点 KCF1 闭合, 于是 KCF 的电压线圈经粘牢的触点 KM3、KM2、KM1、KM 的电流线圈

圈、KS的线圈、触点 KCF1 得到自保持电压, 因此常闭触点 KCF2 一直断开, 切断了 KMC 的合闸回路, 使断路器不能再次重合。同时 KM 动合触点粘住后, KM 的动断触点 KM4 断开, 信号灯 HL1 熄灭, 给出重合闸故障信号, 以便运行人员及时处理。

当手动合闸于故障线路时, 如果 SA 的触点 5-8 粘牢, 在保护动作使断路器跳闸后, KCF 电流线圈起动, 并经 SA 的触点 5-8、KCF1 接通 KCF 电压自保持回路, 使 SA 的触点 5-8 断开之前, KCF 不返回, 因此, 防跳继电器 KCF 同样能防止因合闸脉冲过长而引起的断路器多次重合。

(4) 接线特点。

1) 采用控制开关 SA 与断路器位置不对应的起动方式, 其优点是断路器因任何意外原因跳闸时, 都能进行自动重合, 特别是能纠正断路器的误碰和误跳闸, 从而提高供电可靠性。所以这种起动方式可靠。

2) 利用电容 C 放电来获得重合闸脉冲。电容 C 的充、放电回路具有充电慢、放电快的特点。因而这种方式具有既能保证 ARD 动作后自动复归, 又能有效保证 ARD 在规定的时间内只发一次重合闸脉冲, 而且接通电容 C 的放电回路就可闭锁, 故利用电容放电原理构成的重合闸具有工作可靠、控制容易、接线简单的特点, 因而应用很普遍。

3) 断路器合闸可靠。因在断路器合闸回路中设有 KM 电流自保持线圈, 所以只有当断路器可靠合上, 辅助动断触点 QF1 断开后, KM 才返回, 合闸脉冲才消失, 故断路器能可靠合闸。

4) 装置中设有加速继电器 KCP, 保证了手动合闸于故障线路或重合于故障线路时, 快速切除故障。

(5) 参数整定。

1) 重合闸动作时限值的整定。重合闸动作时限即图 8-1 中时间继电器 KT 的整定时限。为了尽可能缩短停电时间, 重合闸的动作时限原则上应越短越好, 但考虑到如下两方面的原因, 重合闸的动作又必须带有一定的延时。①断路器跳闸后, 故障点的电弧熄灭以及周围介质绝缘强度的恢复需要一定的时间, 必须在这个时间以后进行重合才有可能成功; ②重合闸动作时, 继电保护装置一定要返回, 同时断路器的操动机构恢复原状, 准备好再次动作也需要一定的时间, 重合闸必须在这个时间以后才能向断路器发出合闸脉冲。

因此, 对于单电源辐射状单回线路, 重合闸动作时限 $t_{\text{op, ARD}}$ 为

$$t_{\text{op, ARD}} = t_{\text{dis}} - t_{\text{on}} + \Delta t \quad (8-1)$$

式中 t_{dis} ——故障点的去游离时间;

t_{on} ——断路器的合闸时间;

Δt ——时间裕度, 取 0.3~0.4s。

对于单电源环状网络线路和平行线路, 重合闸动作时限还应考虑两侧保护不同时切除故障使故障点断电时刻延迟的情况。

运行经验表明, 单电源线路的三相重合闸动作时间取 0.8~1s 较为合适。

2) 重合闸复归时间的整定。重合闸复归时间就是从一次重合结束到下一次允许重合之间所需的最短间隔时间, 即图 8-1 中电容 C 上电压从零充电到能使中间继电器 KM 动作电压所需的时间。复归时间的整定需考虑以下两个方面的因素。

①保证当重合到永久性故障, 由最长时限的保护切除故障时, 断路器不会再重合。考虑

到最严重情况下,断路器辅助触点可能先于主触头切换,提前的时间为断路器的合闸时间,于是重合闸的复归时间 $t_{\text{re. ARD}}$ 为

$$t_{\text{re. ARD}} = t_{\text{op. max}} + t_{\text{on}} + t_{\text{op. ARD}} + t_{\text{off}} + \Delta t \quad (8-2)$$

式中 $t_{\text{op. max}}$ ——保护最长动作时限;

t_{on} ——断路器的合闸时间;

$t_{\text{op. ARD}}$ ——重合闸的动作时限;

t_{off} ——断路器的跳闸时间;

Δt ——时间裕度。

②保证断路器切断能力的恢复,即当重合闸动作成功后,复归时间应不小于断路器恢复到再次动作所需时间。

综合这两方面的要求,重合闸复归时间一般取 15~25s。

2. 双侧电源线路的三相自动重合闸

双电源线路是指两个或两个以上电源间的联络线。在这种线路上采用自动重合闸装置时,除了应满足前述基本要求外,还必须考虑以下两个特殊问题。

1) 故障点的断电时间问题。因为当线路发生故障时,线路两侧的继电保护可能以不同的时限跳开两侧的断路器,为保证故障点电弧的熄灭和足够的去游离时间,以使重合闸成功,线路两侧 ARD 装置应保证在两侧断路器都跳闸以后 0.1~0.5s 再进行重合闸,即保证故障点有足够的断电时间。

2) 同期问题。这是因为当线路发生故障,两侧断路器跳闸后,线路两侧电源之间电动势相位差将增大,有可能失去同步。这时后合闸一侧的断路器重合时,应考虑线路两侧电源是否同期以及是否允许非同期合闸问题。

因此,双电源电路上的三相自动重合闸,应根据电网的接线方式和运行情况,采用不同的重合闸方式。在我国电力系统中,常采用的有三相快速自动重合闸、非同期重合闸、检定无压和检定同期的重合闸等。

(1) 三相快速自动重合闸。

三相快速自动重合闸就是指当线路上发生故障时,继电保护能瞬时断开线路两侧断路器,并紧接着进行自动重合闸,从短路开始到重新合上断路器的整个时间为 0.5~0.6s,在这样短的时间内两侧电源电动势之间的夹角摆开不大,系统不会失去同步。即使重合的两侧电源电动势间摆开角度稍大,因重合周期短,重合后也会很快拉入同步,因而能使系统稳定地恢复正常运行。因为这种重合闸方式具有快速、不失步的特点,所以三相快速自动重合闸是提高系统并列运行稳定性和供电可靠性的有效措施。

在输电线路上采用三相快速自动重合闸应具备下列条件。

1) 线路两侧都装设有能瞬时切除故障的继电保护装置,如高频保护等。

2) 线路两侧都装有可以进行快速重合闸的断路器,如快速空气断路器等。

3) 断路器合闸时,线路两侧电动势的相角差为实际运行中可能的最大值时,通过设备的冲击电流周期分量不得超过规定的允许值。

4) 快速重合于永久性故障时,电力系统有保持暂态稳定的措施。

(2) 非同期自动重合闸。

非同期自动重合闸就是当线路两侧断路器因故障被断开以后,不管两侧电源是否同步就

进行重合,合闸后由系统将两侧电源拉入同步。显然,采用这种方式重合时电气设备可能要承受较大的冲击电流,所以应校验非同期重合闸时可能产生的最大冲击电流,该电流应不超过规定的允许值。当然,采用这种方式重合时也可能引起系统振荡,应予以考虑其不良影响,并采取相应的补救措施。

非同期自动重合闸通常有按顺序投入线路两侧断路器和不按顺序投入线路两侧断路器两种方式。

按顺序投入线路两侧断路器的方式是预先规定两侧断路器的合闸顺序,先重合侧采用单电源线路重合闸方式,后重合侧采用检定线路有电压的自动重合闸方式,即在单电源线路重合闸的起动回路中串联检定线路有电压的电压继电器的动合触点。当线路故障时,继电保护动作跳开两侧断路器后,先重合侧重合该侧断路器,若是瞬时性故障,则重合成功,于是线路上有电压,后重合侧检定到线路有电压而重合,线路恢复正常运行。如果是永久性故障,先重合侧重合后,该侧保护加速动作切除故障后,不再重合,而后合侧由于线路无压不能进行重合。可见这种重合闸方式的最大优点是永久性故障情况下后重合侧不会重合,避免了再一次给系统带来冲击;其缺点是,后重合侧重合时,要确认先重合侧已重合,即必须在线路有电压情况下进行,因而整个重合闸时间较长,线路恢复供电的时间也较长。另外,在线路侧必须装设电压互感器或电压抽取装置,增加了设备投资。

不按顺序投入线路两侧断路器的方式,是在线路两侧均采用单电源线路重合闸方式。这种方式的优点是接线简单,不需装设线路电压互感器或电压抽取装置,系统恢复并列运行快,从而提高了供电可靠性。其缺点是永久性故障时,线路两侧断路器均要重合一次,会给系统带来两次冲击。

在我国 110kV 以上的线路,非同期重合闸一般采用不按顺序投入线路两侧断路器的方式。

(3) 检定无压和检定同期的三相自动重合闸。

检定无压和检定同期的三相自动重合闸,就是当线路两侧断路器跳闸后,其中一侧先检定线路无电压而重合,称为无压侧;另一侧在无压侧重合成功后,检定线路两侧电源满足同期条件时,才允许进行重合,称为同步侧。因为这种重合闸方式不会产生危及电气设备安全的冲击电流,也不会引起系统振荡,所以在没有条件或不允许采用三相快速重合闸、非同期重合闸的双电源联络线上,可以采用这种重合闸方式。采用这种重合闸方式时,两侧线路均需装设电压互感器或电压抽取装置。

1) 工作原理。图 8-2 所示为双电源线路上检定无压和检定同期的三相自动重合闸原理接线图。这种重合闸方式是在单侧电源线路的三相一次自动重合闸的基础上增加附加条件来实现的,除了在线路两侧均装设单侧电源 ARD 外,两侧还装设有检定线路无压的低电压继电器 KV 和检定同步的继电器 KY,并把 KV 和 KY 的触点串入重合闸时间元件起动的回路中。正常运行时,两侧同步检定继电器 KY 通过连接片均投入,而检定无压的继电器 KV 仅一侧投入,另一侧 KV 通过无压连接片断开。图 8-2 中,假设 M 侧为无压侧, N 侧为同步侧。其工作原理如下:当线路上发生故障时,两侧断路器被继电保护装置跳开后,线路失去电压,这时检查线路无压的 M 侧低电压继电器 KV 动作,其动断触点闭合,经无压连接片起动 ARD,经预定时间, M 侧断路器重新合闸。如果线路上发生的是瞬时性故障,则 M 侧检定无压重合成功, N 侧线路有电压,这时, N 侧同步继电器既加入母线电压,也加入线

路电压, 于是 N 侧 KY 开始检查两电压的电压差、频率差和相角差是否在允许范围内, 当满足同期条件时, KY 触点闭合时间足够长, 经同期连接片使 N 侧 ARD 动作, 重新合上 N 侧断路器, 线路便恢复正常供电。

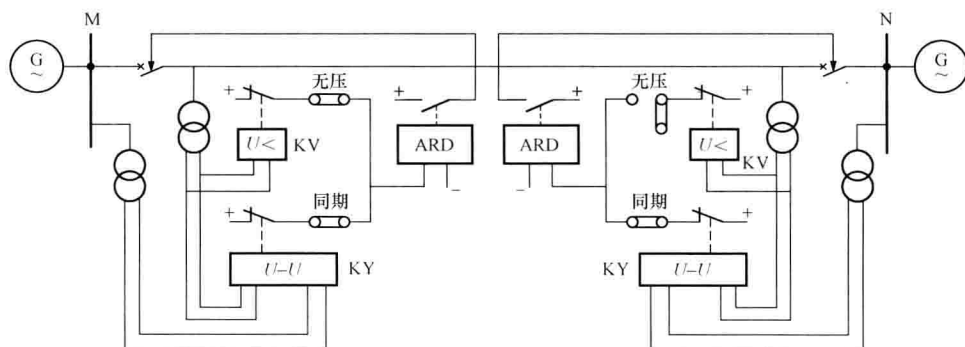


图 8-2 检定无压和检定同期的三相自动重合闸原理接线图

如果线路上发生的是永久性故障, 则 M 侧线路后加速保护动作再次跳开该侧断路器, 而后不再重合。由于 N 侧断路器已跳开, 这样 N 侧线路无电压, 只有母线上有电压, 故 N 侧同步继电器 KY 因只有一侧电压, 其动断触点断开, 不能起动重合闸装置, 所以 N 侧 ARD 不动作。

从以上分析可知, 无压侧的断路器在重合至永久性故障时, 将连续两次切断短路电流, 其工作条件比同步侧恶劣, 为使两侧断路器工作条件相同, 利用无压连接片定期切换两侧工作方式。

由于误碰或继电保护装置误动作使断路器跳闸时, 如果是同步侧断路器误跳闸, 可通过该侧同步继电器检定同期条件使断路器重合; 如果是无压侧断路器误跳闸, 由于线路上有电压, 无压侧不能检定无压而重合, 为此, 在无压侧也投入同步继电器, 以便在这种情况下也能自动重合闸, 恢复同步运行。

这样, 无压侧不仅要投入检定无压继电器 KV, 还应投入同步继电器 KY。而同步侧只投入同步继电器, 线路两侧的无压检定是不允许同时投入的, 否则会造成非同期重合闸。

2) 同步继电器的工作原理。在设置检定无压和检定同期的三相自动重合闸的线路上, 为了限制检定同期合闸的断路器闭合瞬间在系统中产生的冲击电流, 同时为了避免在该断路器闭合后系统产生振荡, 必须限制断路器闭合瞬间线路两侧电压的幅值差、相角差和频率差。这种重合方式中的同期条件检定就是检定断路器闭合瞬间线路两侧电压之间的幅值差、相角差和频率差是否都在允许的范围内。当这三个条件同时得到满足时, 才说明满足同期条件, 此时才允许重合闸将断路器合上。否则, 当三个条件中有一个得不到满足, 就不允许重合闸将断路器合上。

目前, 同期条件检定除了采用检定同期的程序实现外, 在线路投运时还有使用同步继电器来检定同步。利用程序计算的方法检定同期与同步继电器检定同期的基本原理是相似的, 同步继电器有电磁型、晶体管型等, 其动作原理大同小异, 所以这里仅介绍电磁型同步继电器检定同期的原理。

电磁型同步检定继电器实际上是一种有两个电压线圈的电磁型电压继电器, 其内部结构如图 8-3 (a) 所示。它的两个电压线圈分别经电压互感器接入同步点断路器两侧电压, 例

如,图 8-2 中 M 侧断路器两侧的母线电压 \dot{U}_M 与线路电压 \dot{U}_L , 两个电压产生的电流分别在铁芯中产生磁通, 按图中的参考方向, 两个线圈电流在铁芯中产生的磁通方向相反, 因此铁芯中的总磁通 Φ_Σ 为两磁通之差, 也就是反应两侧电压的电压差 $\Delta\dot{U}$, 可以证明, 总磁通的大小 Φ_Σ 与两电压相量差的幅值 ΔU 成正比, 当 ΔU 小于一定数值时, Φ_Σ 较小, 继电器中舌片所受电磁吸引力矩小于弹簧的反作用力矩, 于是同步继电器的动断触点就闭合, 接通重合闸起动回路; 当 ΔU 大于一定数值时, Φ_Σ 也较大, 继电器中舌片所受电磁吸引力矩大于弹簧的反作用力矩, 同步继电器的动断触点打开, 断开重合闸起动回路。因此, 只有在电压差小于一定数值时, ΔU 足够小, 同步继电器的动断触点才能闭合。从而检定了幅值差这个同期条件。

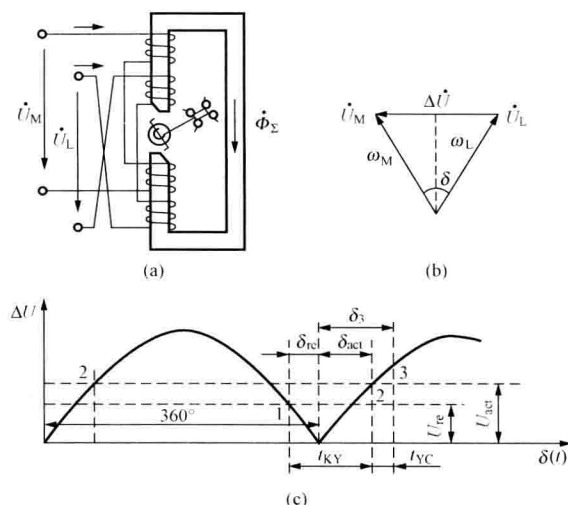


图 8-3 同步继电器及其工作原理

(a) 结构; (b) 电压相量图; (c) ΔU 与 δ 角的关系曲线

当两个电压的角频率不相等, 存在角频率差 ω_s ($\omega_s = \omega_M - \omega_L$) 时, 两个电压相角差 δ 将随时间 t 在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 之间变化。假设 \dot{U}_M 与 \dot{U}_L 的幅值差为零, 即 $U_M = U_L = U$, 从图 8-3 (b) 分析可得知 ΔU 与 δ 的关系为

$$\Delta U = |\dot{U}_M - \dot{U}_L| = 2U \left| \sin \frac{\delta}{2} \right| \quad (8-3)$$

$$\delta = \omega_s t \quad (8-4)$$

根据式 (8-3) 可作出 ΔU 随 δ 角的变化关系曲线, 如图 8-3 (c) 所示。

当 ΔU 达到同步继电器动作电压 U_{act} 时, 继电器开始动作, 动断触点打开, 动合触点闭合, 此时的 δ 角为动作角 δ_{act} ; 当 δ 角增大, 向 360° 趋近时, ΔU 减小, 达到同步继电器的返回电压时, 继电器开始返回, 动断触点闭合, 动合触点打开。从继电器开始返回到 $\Delta U = 0$ 所对应的角为返回角 δ_{re} , 如图 8-3 (c) 所示, 同步继电器在曲线的 1 点位置开始返回, 在 2 点位置开始动作, 从 1 点到 2 点这段时间内, 同步继电器的动断触点是闭合的, 闭合的时间记为 t_{KY} 。从图 8-3 (c) 看出

$$t_{KY} \omega_s = \delta_{re} + \delta_{act} \quad (8-5)$$

记继电器的返回系数 $K_{re} = \delta_{re} / \delta_{act}$ ，式 (8-5) 可改写成

$$t_{KY} = \frac{(1 + K_{re}) \delta_{act}}{\omega_s} \quad (8-6)$$

由式 (8-6) 可以看出，同步继电器的动断触点的闭合时间与角频率差是成反比的。在动作角不变的情况下，同步继电器的动断触点闭合的时间越短，说明角频率差越大；反之，说明角频率差越小。

如果角频率差允许值 $\omega_{s, set}$ 已知，可以整定动作角 δ_{act} ，使得当实际角频率差等于角频率差允许值 $\omega_{s, set}$ 时，同步继电器的动断触点闭合的时间恰好等于重合闸的动作时限 $t_{op, ARD}$ ，则

$$\omega_{s, set} = \frac{(1 + K_{re}) \delta_{act}}{t_{op, ARD}} \quad (8-7)$$

当实际角频率差 $\omega_s \leq \omega_{s, set}$ 时，有 $t_{KY} \geq t_{op, ARD}$ ，此时，同步检定继电器的动断触点闭合的时间足够长，可以使重合闸起动，由此可见，用这种方法可以检定同期的第二个条件——频率差的大小是否小于允许值。

临界情况下，在图 8-3 (c) 的 2 点发出重合闸脉冲，由于断路器合闸时间 t_{YC} 存在，断路器主触点闭合时， \dot{U}_M 与 \dot{U}_L 的实际相角差为 δ_3 ，如图 8-3 (c) 中的 3 点，若 ω_s 保持不变，则 δ_3 角为

$$\delta_3 = \delta_{act} + \omega_s t_{YC} \quad (8-8)$$

如果相角差 δ_3 的值小于或等于系统所允许的值，则也就检定了同期的第三个条件——相角差的大小。

3) 有关参数的整定。对于检定无压和检定同期的三相自动重合闸，除了要整定重合闸的动作时限和复归时间外，一般还需要整定如下三个参数。

① 检定线路无压的动作值。在无压侧，当检测到线路无电压，实际上是线路电压低于某一值时，起动该侧的重合闸。该电压值即检定线路无压的动作值，一般据运行经验整定该值为 50% 的额定电压。

② 检定线路有电压的动作值。在同步侧，检测到线路电压恢复，实际是检测到线路电压高于某一值（如 70% 的额定电压）时，且满足同期条件的情况下，起动该侧的重合闸。该电压值即检定线路有电压的动作值。

③ 同期相角。根据式 (8-7)，可以利用重合闸的动作时限和频率差的允许值来整定动作相角，根据运行经验，动作角在 $20^\circ \sim 40^\circ$ 之间，一般取 $30^\circ \sim 40^\circ$ 。

8.1.3 自动重合闸与继电保护的配合

自动重合闸与继电保护合理的配合可以提高供电可靠性，加速故障的切除，有时在保证供电可靠性的同时还可简化继电保护。目前，自动重合闸与继电保护配合的方式有重合闸前加速保护和重合闸后加速保护两种。

1. 重合闸前加速保护

重合闸前加速保护是当线路上（包括相邻线路及以外的线路）发生故障时，靠近电源侧的保护首先无选择性瞬时动作跳闸，而后借助自动重合闸来纠正这种非选择性动作。重合闸前加速保护一般用于具有几段串联的辐射形网络中，自动重合闸装置仅装在靠近电源的一段线路上。

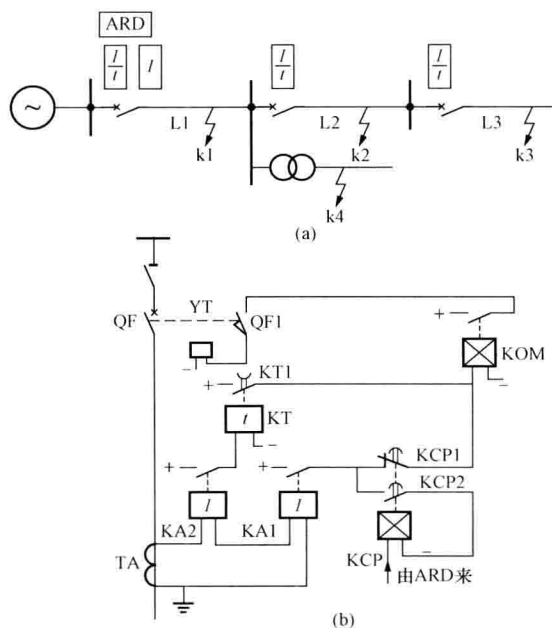


图 8-4 自动重合闸前加速保护

(a) 原理说明图; (b) 原理接线图

现以图 8-4 (a) 所示的单电源供电的辐射形网络为例, 说明自动重合闸与继电保护的配置情况和动作原理。

在线路 L1、L2、L3 上各装有一套定时限过电流保护, 其动作时限按阶梯形原则整定。ARD 装置仅装在线路 L1 靠近电源侧的断路器处, 同时在线路 L1 靠近电源侧的断路器处另装有一套无选择性的电流速断保护。无选择性电流速断保护的動作电流按躲过变压器低压侧 (k4 点) 的短路电流来整定, 它的保护范围可以到线路 L3 的末端。

这样, 当线路 L1、L2、L3 上任意一点发生故障时, 电流速断保护因不带延时, 总是首先动作瞬时跳开电源侧断路器, 然后起动重合闸装置, 将该断路器重新合上, 并同时 will 无选择性的电流速断保护闭锁。若故障是瞬时性的, 则重合成功, 恢复正常供电; 若故障是永久性的, 则由定时限

过电流保护有选择性地切除故障。可见, 自动重合闸前加速保护既能加速切除瞬时故障, 又能在重合闸动作后, 有选择性地切除永久故障。

实现自动重合闸前加速保护动作的方法是将重合闸装置中加速继电器 KCP 的动断触点串联接于电流速断保护出口回路, 如图 8-4 (b) 所示。

自动重合闸前加速保护的优点是装置简单, 动作迅速, 只需装一套自动重合闸装置。由于它能快速切除线路上的瞬时性故障, 所以故障点发展成永久性故障的可能性小, 从而提高了重合闸的成功率。其缺点是切除永久性故障带有延时, 同时在重合闸过程中所有用户都要暂时停电, 装有重合闸装置的断路器动作次数较多, 而且一旦此断路器或自动重合闸装置拒动, 则使停电范围扩大。因此, 重合闸前加速保护主要用于 35kV 以下的发电厂和变电站引出的直配线上, 以便能快速切除故障, 保证母线电压水平。

2. 重合闸后加速保护

当采用重合闸后加速保护的配合方式时, 在线路各段上都装设有有选择性的保护和自动重合闸装置, 但不装设专用的电流速断保护, 如图 8-5 (a) 所示。当任一线路上发生故障时, 首先按正常的继电保护动作时限有选择性地动作跳闸, 切除故障, 然后 ARD 装置动作使断路器重合。如果是瞬时性故障, 则重合成功, 线路恢复正常供电; 如果是永久性故障, 则故障线路的加速保护装置不带延时地将故障再次切除, 这样, 就在重合闸动作后加速了保护动作, 使永久性故障尽快地切除。

实现自动重合闸后加速保护动作的方法是将重合闸装置中加速继电器 KCP 的动合触点与过电流保护的电流继电器 KA 的动合触点串联, 如图 8-5 (b) 所示。

自动重合闸后加速保护的优点是第一次保护装置动作跳闸是有选择性的, 不会扩大停电

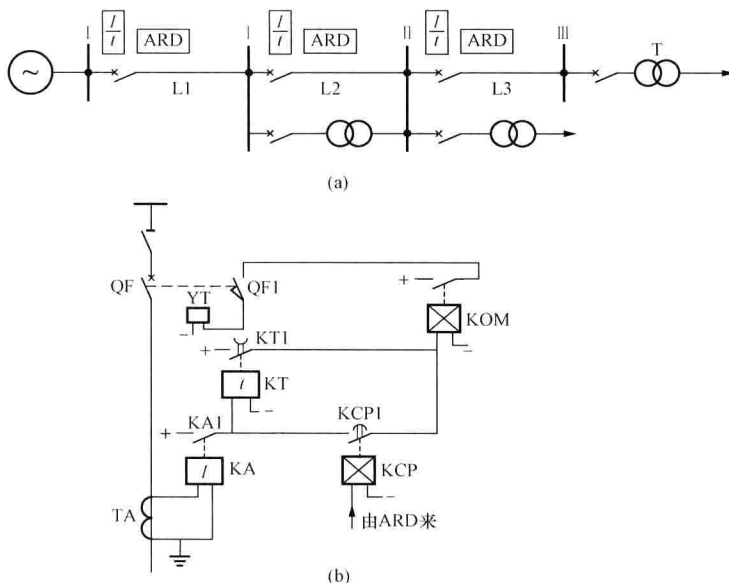


图 8-5 自动重合闸后加速保护

(a) 原理说明图; (b) 原理接线图

范围,这对于重要的高压电网显得特别重要;这种方式再次断开永久性故障的时间加快,有利于系统并联运行的稳定性。其缺点是第一次切除故障带有延时因而影响了重合闸的动作效果,并且每条线路上都需装设一套重合闸,设备投资大。

自动重合闸后加速保护广泛用于 35kV 以上的电网中,应用范围不受电网结构的限制。

8.1.4 输电线路综合自动重合闸

根据运行经验,在 110kV 以上的大接地电流系统的高压架空线上,有 70% 以上的短路故障都是单相接地短路,特别是 220~500kV 的架空线路,由于线间距离较大,发生相间故障的机会较少,而发生单相接地故障的机会较多。因此,若线路上装有可分相操作的三个单相断路器,在发生单相接地故障时,只断开故障相断路器而后进行重合,保持未发生故障的两相继续运行,这样不仅可以大大提高供电的可靠性和系统并列运行的稳定性,还可以减少转换性故障的发生。

这种单相重合闸方式是指当线路发生单相接地故障时,保护动作只断开故障相断路器,然后进行单相重合。若重合于永久性故障,而系统又不允许长期非全相运行,则断开三相断路器,不再重合。当线路发生相间短路或因其他原因断开三相断路器时,不进行重合。

在设计线路重合闸装置时,把单相重合闸和三相重合闸综合在一起考虑,即当发生单相接地短路时,采用单相重合闸方式;当发生相间短路时,采用三相重合闸方式。综合这两种重合闸方式的装置,称为综合重合闸装置,被广泛应用于 220kV 及以上电压等级的大接地电流系统中。

1. 综合重合闸的重合闸方式及其选用

综合重合闸装置利用切换开关的切换,一般可以实现以下四种重合闸方式。

(1) 单相重合闸方式。线路上发生单相故障时,实行单相自动重合闸,当重合到永久性单相故障时,保护动作断开三相并不再进行重合。线路上发生相间故障时,保护动作断开三

相而不进行自动重合。

(2) 三相重合闸方式。线路上发生任何形式的故障时,均实行三相自动重合闸。当重合到永久性故障时,断开三相并不再进行自动重合。

(3) 综合重合闸方式。线路上发生单相故障时,实行单相自动重合闸,当重合到永久性单相故障时,若不允许长期非全相运行,则应断开三相并不再进行自动重合。线路上发生相间故障时,实行三相自动重合闸,当重合到永久性相间故障时,断开三相并不再进行自动重合。

(4) 停用方式。线路上发生任何形式的故障时,均断开三相不进行重合。

一般凡选用简单的三相重合闸方式能满足电力系统实际需要的,应优先使用三相重合闸方式。在 220kV 及以上电压等级的单回联络线、两侧电源之间相互联系薄弱的线路、或当电网发生单相接地故障时使用三相重合闸不能保证系统稳定的线路,应采用单相重合闸或综合重合闸方式。当系统允许使用三相重合闸、但使用单相重合闸对系统或恢复供电有较好效果时,可采用综合重合闸方式。

2. 综合重合闸需要考虑的特殊问题

综合重合闸与一般的三相重合闸相比,只是多了一个单相重合闸性能。因此,综合重合闸需要考虑的特殊问题是由单相重合闸方式引起的,主要有以下四个方面。

(1) 需要设置故障类型判别元件和故障选相元件。

普通的三相自动重合闸只管重合,不管跳闸。当线路发生故障时,由继电保护直接作用于断路器跳闸机构使三相断路器跳闸。对于综合重合闸方式,要求在单相接地故障时只跳故障相。因此,要求继电保护装置能判断故障是发生在保护区内还是保护区外,如果是区内故障,就需要判断出故障的性质以及故障的相别,从而确定跳三相还是单相,以及跳单相应该跳开哪一相。这就要求在综合重合闸装置中,设置故障判别元件和故障选相元件。

故障判别元件用来判断线路发生故障的类型,即判断故障是相间短路还是接地短路,当判断出故障是相间短路时,应立即接通三相跳闸回路,尽快跳开三相断路器。我国采用的故障判别元件一般由零序电压继电器或零序电流继电器构成。当线路发生相间短路时,没有零序分量,零序继电器不动作,由继电保护动作直接跳三相断路器。当线路发生接地短路时,出现零序分量,零序继电器动作,继电保护经选相元件判断是单相接地还是两相接地后,再决定跳故障相断路器还是三相断路器。

选相元件是实现单相自动重合闸的重要元件,对选相元件的基本要求是,首先应保证选择性,即选相元件与继电保护配合只跳开发生故障的那一相,而接于另外两相的选相元件不应动作;其次,当故障相线路末端发生单相接地短路时,接于该相上的选相元件应保证足够的灵敏度。

根据电网接线和运行的特点,常用的选相元件有如下几种。

1) 相电流选相元件。在每相上装设一个过电流继电器,当线路发生接地故障时,故障相电流增大,使该相上的过电流继电器动作,从而构成相电流选相元件。过电流继电器的动作电流按躲过最大负荷电流整定。这种选相元件适于装在线路的电源端,并在短路电流较大的线路上采用,对于长距离重负荷线路则不能采用。由于相电流选相元件受系统运行方式的影响较大,故一般不作为独立的选相元件,仅作为消除阻抗选相元件出口短路死区的辅助选相元件。

2) 相电压选相元件。在每相上装设一个低电压继电器,当线路发生接地故障时,故障相电压降低,使该相上的低电压继电器动作,从而构成相电压选相元件。低电压继电器的动作电压按小于正常运行及非全相运行时可能出现的最低电压来整定。这种选相元件适于装在电源较小的受电侧或单侧电源线路的受电侧。由于低电压选相元件在长期运行中触点易抖动,可靠性比较差,因而不能单独作为选相元件使用,通常只作为辅助选相元件。

3) 阻抗选相元件。阻抗选相元件采用带零序电流补偿的接线,即三个低阻抗继电器接入的电压、电流分别为 \dot{U}_A 、 $\dot{I}_A + k3\dot{I}_0$; \dot{U}_B 、 $\dot{I}_B + k3\dot{I}_0$; \dot{U}_C 、 $\dot{I}_C + k3\dot{I}_0$ 。其中 \dot{U}_A 、 \dot{U}_B 、 \dot{U}_C 为保护安装处母线的相电压; \dot{I}_A 、 \dot{I}_B 、 \dot{I}_C 为被保护线路由母线流向线路的相电流; $3\dot{I}_0$ 为相应的零序电流; $k = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1$ 为零序电流补偿系数。阻抗继电器的测量阻抗与短路点到保护安装处之间的距离成正比,正确地反映了故障点的距离。对于非故障相的选相元件,由于所加的非故障相电压较高,而非故障相电流较小,所以非故障相选相元件的测量阻抗比较大,因而不会动作,从而可以正确选出故障相。

这种阻抗选相元件不仅可以反应单相接地故障,还能正确反应两相接地和三相短路故障。但是当线路发生两相相间短路故障时不能正确选相。相间短路故障由故障判别元件判断出来后,由线路保护动作直接跳开三相断路器。

阻抗选相元件具有较高的灵敏性和可靠性,在复杂电网中得到了广泛的应用。

4) 相电流差突变量选相元件。相电流差突变量选相元件是根据每两相的电流差构成的三个选相元件,它们是依据故障时电气量发生突变的原理构成的。三个选相元件的输入量分别为 $d\dot{I}_{AB} = d(\dot{I}_A - \dot{I}_B)$ 、 $d\dot{I}_{BC} = d(\dot{I}_B - \dot{I}_C)$ 、 $d\dot{I}_{CA} = d(\dot{I}_C - \dot{I}_A)$ 。当线路发生故障时,故障相电流在故障瞬间几乎是突然变化的,因此有故障相电流输入的那个选相元件动作,无故障相电流输入的选相元件不动作。很显然,在线路发生单相接地短路时,

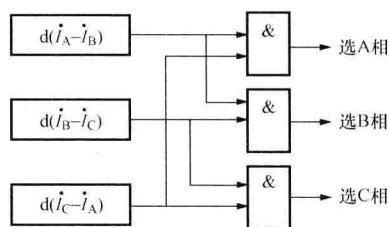


图 8-6 相电流差突变量选相元件选相逻辑框图

只有两非故障相电流之差不突变,该选相元件不动作,另外两个选相元件动作。例如 A 相接地故障时,只有 $d\dot{I}_{BC}$ 不突变,该选相元件不动作,选相元件 $d\dot{I}_{AB}$ 、 $d\dot{I}_{CA}$ 动作。而在其他短路故障下,三个选相元件都动作。因此,当三个选相元件都动作时,表明发生了多相故障,其动作后跳开三相断路器;两个选相元件动作时,表示发生了单相接地故障,采用如图 8-6 所示的逻辑框图,即可选出故障相。

这种选相元件具有选相性能好、动作灵敏等优点,广泛应用于高压和超高压输电线路的重合闸装置中。

(2) 应考虑潜供电流对单相重合闸的影响。

当线路发生单相接地故障时,保护将故障相两侧断路器断开后,由于非故障相与断开相之间存在静电(通过电容)和电磁(通过互感)的联系。如图 8-7 所示。这时虽然短路电流已被切断,但在故障点的弧光通道中,仍然有如下电流。

1) 非故障相 A 通过 A、C 相间电容 C_{AC} 供给的电流 i_{CA} 。

2) 非故障相 B 通过 B、C 相间电容 C_{BC} 供给的电流 i_{CB} 。

3) 继续运行的两相中, 由于流过负荷电流 \dot{I}_{LA} 和 \dot{I}_{LB} 而在 C 相中产生互感电动势 \dot{E}_M , 此电动势通过故障点和该相对地电容 C_0 而产生的电流 i_M 。

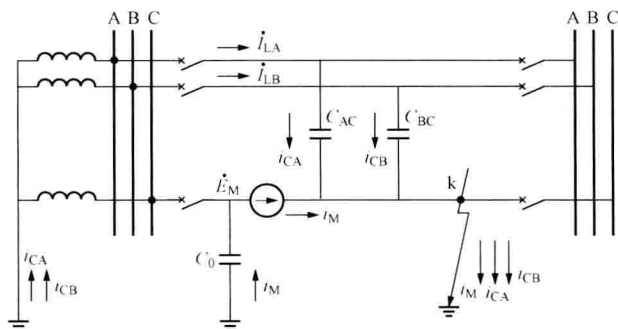


图 8-7 C 相单相接地时潜供电流示意图

这些电流的总和 ($i_{CA} + i_{CB} + i_M$) 称为潜供电流。由于潜供电流的影响, 将使短路点弧光通道的去游离受到严重阻碍, 电弧不能很快熄灭, 而自动重合闸只有在故障点电弧熄灭且绝缘强度以后才有可能重合成功, 因此, 单相重合闸的时间还必须考虑潜供电流的影响。潜供电流的持续时间与很多因素有关, 通常由实测来确定熄弧时间, 以便正确地整定单相重合闸的时间。

(3) 应考虑非全相运行对继电保护及其他方面的影响。

在单相重合闸的过程中, 线路处于非全相运行的状态, 此时会出现负序和零序分量的电流和电压, 影响某些继电保护的正确判断, 因而需要对保护采取必要的措施。线路进入非全相运行状态后, 可能误动作的保护应予以闭锁, 以免这些保护的误动作引起其他两个正常相跳闸。这些保护在单相重合后再投入工作。现分别讨论如下。

1) 零序电流保护。长线路处于非全相运行时, 线路的 $3\dot{I}_0$ 可达正常负荷电流的 40%, 因此, 凡整定值躲不开该值的零序电流保护需退出工作, 当线路转入全相运行后, 应适当延时才能投入工作。在非全相运行期间, 还应将本线路的零序三段保护缩短一个时间差, 以防止本线路重合闸不正常时造成相邻线路零序电流保护误动作。

2) 距离保护。非全相运行期间, 当系统有摇摆时, 相间距离保护存在误动作的可能。对于接地距离保护, 当使用线路电压互感器时, 也存在误动的可能, 故实际运行的距离保护在非全相运行时均被闭锁退出工作。

3) 相差高频保护。对于采用负序电流 \dot{I}_2 起动、用正序和负序电流 ($\dot{I}_1 + k\dot{I}_2$) 操作、进行相位比较的相差动高频保护, 只要在整定值时注意线路分布电容的影响, 非全相运行时不会误动作, 不必退出工作。

但是, 相差动高频保护在“同名相单相接地与断线”时存在拒动的可能。如在单相接地故障时, 线路一侧故障相断路器先跳开, 或线路一侧先单相重合于永久性故障, 就会出现这种情况。在综合重合闸的回路设计上应予考虑。

4) 方向高频保护。对于零序功率方向元件, 无论使用母线电压互感器还是线路电压互感器, 非全相运行时均可能误动作。故由零序功率方向闭锁的高频保护, 在非全相运行时应退出工作。

在非全相运行工况下,由负序功率方向闭锁的高频保护,在使用母线电压互感器时可能误动。当使用的是线路电压互感器时,因在非全相运行情况下不会误动,可不必退出工作,但在非全相运行时若再发生故障,则存在拒动的可能。

(4) 长期非全相运行时应考虑的问题。

根据系统运行的需要,在单相重合闸不成功,线路需转入长期非全相运行时,应考虑下列问题。

- 1) 长期出现负序电流将引起发电机的附加发热。
- 2) 长期出现负序和零序电流对电网继电保护的影响。
- 3) 长期出现零序电流对通信线路的干扰。

3. 综合重合闸构成的原则及要求

综合重合闸除应满足一般三相重合闸的基本要求外,还需要满足以下原则要求。

(1) 综合重合闸的起动方式。综合重合闸除了采用断路器与控制开关位置不对应起动方式外,考虑到在单相重合闸过程中需要进行一些保护的闭锁,逻辑回路中需要对故障相实现选相等,还应采用一个由保护起动的重合闸起动回路。因此,在综合重合闸的起动回路中,有两种起动方式。其中以不对应起动方式为主,保护起动方式作为补充。

(2) 三相重合闸的同期方式。单相重合闸时是不需要检查同期的,而三相重合闸则在需要时必须检查同期。在三相重合闸循环计数确认过程中,设置同期检定,在不满足同期条件时“放电”,即清零计数器,重合闸就不会被起动。同期方式可通过控制字选择,有以下几种方式。

- 1) 非同期重合。不检查同期,也不检查电压。
- 2) 检同期。要求线路侧必须有电压且母线与线路电压之差小于同期电压整定值。

3) 检无压。线路电压低于无电压整定值或线路有电压且与母线电压同期,后者是为了检无压侧断路器偷跳时能进行重合。

(3) 应具有分相跳闸回路。在发生单相故障时,通过该回路保护动作信号经选相元件切除故障相断路器;若是相间故障,则分相跳闸回路可以作为三相跳闸回路的后备。

(4) 应有分相后加速回路。在非全相运行过程中,因一部分保护被闭锁,故有的保护性能变差。为了能够尽快切除永久性故障,应设置分相后加速回路。

实现分相后加速,最主要的是如何正确判断线路是否恢复了全相运行。一般采用分相固定的方式,只对故障相用整定值躲开空载线路电容电流的相电流元件,区别有无故障和是否恢复全相运行的方法是有效的。另外,分相后加速应有适当的延时,以躲过由非全相转入全相运行的暂态过程,并保证非全相运行中误动的保护来得及返回,也有利于躲开三相重合闸时断路器三相不同时合闸所产生的暂态电流的影响。

(5) 应具有故障判别及三相跳闸回路。重合闸除了应具有故障判别回路,以判别接地与相间故障外,还应具有相间故障时相对独立的三相跳闸回路。当发生转换性故障、非全相运行中健全相又发生故障、单相接地故障时选相元件或分相跳闸元件拒动、或故障相跳开后重合闸拒绝动作、手动合闸于故障线路以及操作断路器的液压或气压下降到低于允许值等情况下,均应接通三相跳闸回路,跳开三相断路器。

(6) 应具有适应不同性能保护的接入回路。在综合重合闸中,除应具有选相能力的保护(如相电流速断保护)外,其他各种保护都应经过综合重合闸才能使断路器动作。不同性能

的保护可分别从五个保护端子引入，即 M、N、P、Q、R 端子。

- 1) M 端子：接本线路非全相运行时不会误动而相邻线路非全相运行时不会误动的保护，如零序Ⅱ段保护。
- 2) N 端子：接本线路非全相运行时不会误动作的保护，如相差高频保护。
- 3) P 端子：接相邻线路非全相运行时不会误动作的保护。
- 4) Q 端子：接三相跳闸并允许进行一次重合闸的保护。
- 5) R 端子：接动作后直接跳三相断路器且不进行重合闸的保护。

(7) 应适应断路器性能的要求。除了与三相重合闸的要求相同外，当非全相运行中健全相又发生故障时，为保证断路器的安全，重合闸的动作时间应从最后一次切除故障开始重新计时。

8.2 备用电源自动投入装置 (AAT)

8.2.1 备用电源自动投入装置的作用及基本要求

1. 备用电源自动投入装置的作用

备用电源自动投入装置，是指当工作电源或工作设备因故障被断开以后，能自动而迅速地将备用电源或备用设备投入工作，保证用户连续供电的一种装置，简称为 AAT 装置（或简称为 ATS 装置）。主要用于 110kV 以下的中、低压配电系统中，是保证电力系统连续可靠供电的重要设备之一。

图 8-8 所示为电力系统使用 AAT 装置的几种典型一次接线图。

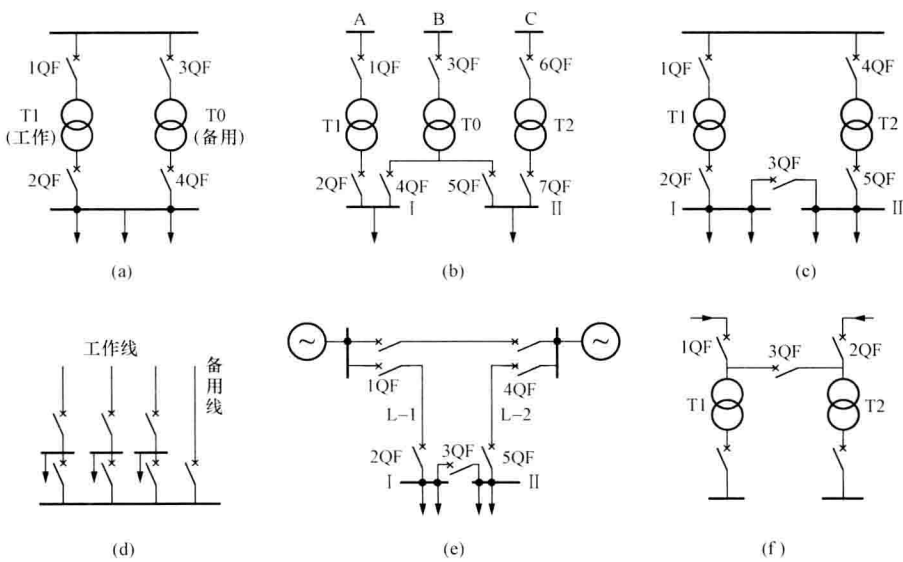


图 8-8 应用 AAT 装置的典型一次接线
(a)、(b)、(d) 明备用；(c)、(e)、(f) 暗备用

图 8-8 (a) 所示为备用变压器自动投入的典型一次接线。图中 T1 为工作变压器，T0 为备用变压器。正常情况下 1QF、2QF 闭合，T1 投入运行；3QF、4QF 断开，T0 不投入

运行,工作母线由 T1 供电。当工作变压器 T1 发生故障时,T1 的继电保护动作,使 1QF、2QF 断开,然后 AAT 装置动作将 3QF、4QF 迅速闭合,使工作母线上的用户由备用变压器 T0 重新恢复供电。

图 8-8 (e) 所示的接线,正常情况下变电站的 I 段和 II 段母线分别由线路 L-1 和 L-2 供电,分段断路器 3QF 断开。当线路 L-1 发生故障时,线路 L-1 的继电保护动作将断路器 1QF、2QF 断开,然后 AAT 装置动作将分段断路器 3QF 迅速闭合,使接在 I 段母线上的用户由线路 L-2 重新恢复供电。

图 8-8 (f) 主要用在中小容量发电厂和变电站,高压侧为内桥接线,正常为两条线路和两台变压器同时运行。当线路故障时,故障线路断路器 1QF (或 2QF) 断开,内桥断路器 3QF 自动投入。

比较图 8-8 中各种使用 AAT 装置的典型一次接线图可见,备用电源的备用方式有两种:第一种备用方式是装设有专用的备用电源或备用设备,称为明备用,如图 8-8 中的 (a)、(b)、(d) 所示。明备用电源通常只有一个,根据实际情况和备用电源的容量不同,一个明备用电源可以同时为两个或几个工作电源作备用。第二种备用方式是不装设专用的备用电源或设备,而是工作电源或设备之间的互为备用,称为暗备用,如图 8-8 中的 (c)、(e)、(f) 所示。在暗备用方式中,每个工作电源的容量应根据两个分段母线的总负荷来考虑,否则在 AAT 动作后,要减去相应负荷。

从图 8-8 所示接线的工作情况可以看出,采用 AAT 装置后有以下优点。

(1) 提高供电的可靠性,节省建设投资。

(2) 简化继电保护。采用了 AAT 装置后,环形供电网络可以开环运行,如图 8-8 (e) 所示;变压器可以分列运行,如图 8-8 (f) 所示。在保证供电可靠性的前提下,继电保护装置可以简化。

(3) 限制短路电流、提高母线残余电压。在受端变电站,如果采用环网开环运行和变压器分列运行,将使短路电流受到一些限制,供电母线上的残余电压相应也提高一些,有利于系统运行;在某些场合,由于短路电流受到限制,不需要再装出线电抗器,从而节省了投资。

由于 AAT 装置具有上述优点,而且结构简单、造价低、可靠性高,所以在发电厂、变电站及工矿企业中得到了广泛的应用。

在发电厂和变电站中,一般在下列情况下应装设备用电源和备用设备自动投入装置:装有备用电源的发电厂厂用电源和变电站站用电源;由双电源供电且其中一个电源经常断开作为备用的变电站;有备用变压器或有互为备用的母线段的降压变电站;有备用机组的某些重要辅机。

2. 对 AAT 装置的基本要求

在发电厂和变电站,装设在不同场合下的 AAT 装置可以有各种不同的主接线方案,但对其主接线的基本要求是相同的,现分述如下。

(1) 不论因何种原因使工作电源或设备上的电压消失时,AAT 装置均应动作。以图 8-8 (b) 为例,工作母线 I 段或 II 段失去电压的原因可能是:工作变压器 T1 或 T2 发生故障;I 段或 II 段母线发生短路故障;I 段或 II 段母线上的出线发生短路故障而出线断路器没有断开;因操动机构、控制回路或者保护回路等原因,使断路器 1QF、2QF 或 6QF、7QF

误跳闸；系统侧故障使工作母线 A 或 C 失去电压等。所有这些情况下 AAT 装置都应动作，使备用变压器 T0 投入工作，以保证对用户不间断的供电。为了满足这一要求，AAT 装置在工作母线上应设有独立的低电压起动部分，当工作母线失去电压后，起动部分动作，断开供电元件的受电侧断路器。

(2) 保证在工作电源或设备确实断开后 AAT 装置才动作。假如工作电源发生了故障，当其断路器尚未断开时就投入备用电源，这就造成将备用电源投入到故障元件上，不但起不到 AAT 装置的作用，还可能扩大故障，加重故障设备的损坏程度。

(3) AAT 装置应保证只动作一次。当工作母线发生永久性短路故障或者引出线上发生永久性短路故障未被其断路器断开时，备用电源第一次投入后，由于故障仍然存在，继电保护装置动作将备用电源断开。此后，不允许再次投入备用电源，以免多次投入对系统造成不必要的再次冲击。

(4) 当工作母线和备用母线同时失去电压时，AAT 装置不应动作。正常工作情况下，如果备用母线无电压，AAT 装置应退出工作，避免不必要的动作。如果因系统故障造成工作母线和备用母线同时失去电压，装置也不应动作。因此，AAT 装置必须具备有压鉴定功能。

(5) AAT 装置的动作时间，应使用户的停电时间尽可能短为宜。所谓 AAT 装置的动作时间，是指从工作母线受电侧断路器断开到备用电源投入之间的时间，也就是用户供电中断的时间。对于用户来说，无疑是希望停电时间尽可能短。但当工作母线上装有高压大容量电动机时，工作母线停电后因电动机反送电，使工作母线残压较高，投入备用电源时，如果备用电源电压和电动机残压之间的相角差又较大，将会产生很大的冲击电流而造成电动机的损坏。所以，考虑这些情况，动作时间不能太短。运行经验表明，在有高压大容量电动机的情况下，AAT 装置的动作的时间以 $1\sim 1.5\text{s}$ 为宜，低电压场合可减小到 0.5s 。

(6) 当测量工作电源电压的电压互感器二次侧熔断时，AAT 装置不应动作。防止其误动作的措施是，低电压起动部分采用两个低电压继电器，其触点串联。

(7) 发电厂用 AAT 装置，还应符合下列要求。

1) 当一个备用电源同时作为几个工作电源的备用时，如果备用电源已代替一个工作电源，当另一工作电源又被断开时，AAT 装置应仍能动作，只要事先已核实备用电源的容量能满足。

2) 有两个备用电源的情况下，当两个备用电源为两个彼此独立的备用系统时，应各装设独立的 AAT 装置；当任一备用电源都能作为全厂各工作电源的备用时，AAT 装置应使任一备用电源都能对全厂各工作电源实行自动投入。

(8) 应校验 AAT 装置动作时备用电源的过负荷情况以及电动机自起动的情况，如果备用电源过负荷超过允许限度，或者不能保证自启动时，应在 AAT 装置动作时自动减负荷。

8.2.2 备用电源自动投入装置的典型接线

AAT 装置一般由两个部分组成：①低压起动部分。工作母线因各种原因失去电压时，断开工作电源；②自动合闸部分。在工作电源断路器断开后，将备用电源的断路器合闸。

在电力系统和厂矿企业，应用 AAT 装置接线形式多样，方案不一，但基本原理都比较相似。下面主要讨论由继电器构成的备用变压器明备用方式 AAT 装置典型接线的工作原理和参数选择。

1. 备用变压器自动投入装置的接线

发电厂厂用备用变压器自动投入装置的原理接线图,如图8-9所示,它也适用于变电站备用变压器的自动投入,其他场合备用电源自动投入装置的接线与之相似。装置由起动部分和合闸部分组成,起动部分由KV1、KV2、KT、KM1、KV3及KM3组成,合闸部分由KL、KM2组成。T1为工作变压器,T0为备用变压器。图中各元件的作用说明如下。

KV1、KV2——反应Ⅰ段母线电压降低的低电压继电器;

KT——低电压起动 AAT 装置的时间继电器;

KM1——1QF、2QF 的跳闸出口继电器;

KM2——AAT 装置动作的出口中间继电器;

KV3——监视备用电源有无电压的过电压继电器;

KM3——备用电源电压监视中间继电器;

KL——控制 AAT 装置发出合闸脉冲的闭锁继电器;

YT1、YT2——1QF、2QF 的跳闸线圈;

YC3、YC4——3QF、4QF 的合闸线圈。

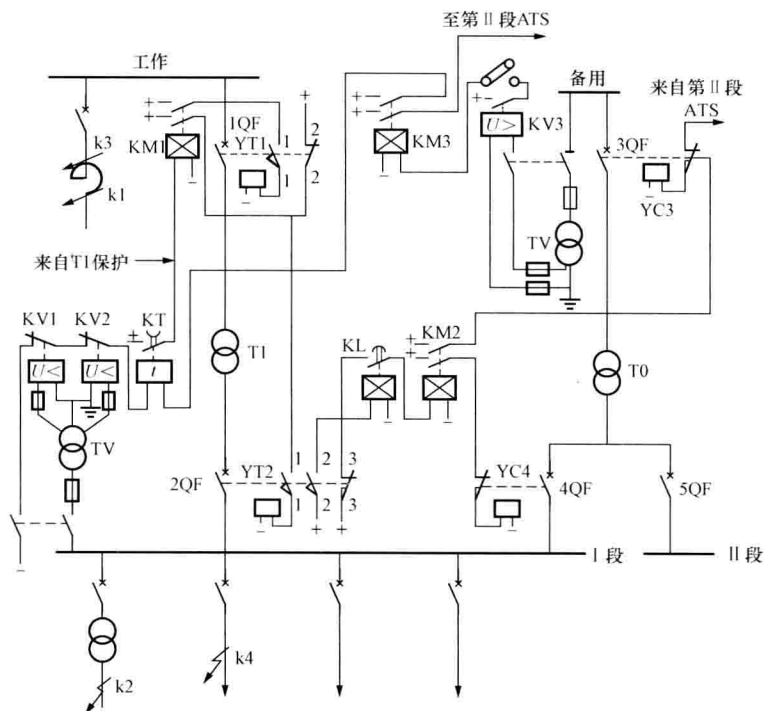


图 8-9 备用变压器 AAT 装置原理接线图

2. 工作原理

(1) 系统正常运行时,工作母线电压正常,AAT 处于准备状态。1QF、2QF 处于合闸状态,低电压继电器的KV1、KV2返回,其动断触点断开,过电压继电器KV3处于动作状态,其动合触点闭合,KM3处于励磁动作状态,动合触点闭合,接通低压起动部分的正电源。同时,2QF辅助触点2QF3打开,断开了合闸部分的电源。辅助触点2QF1、2QF2闭合,为低压起动跳闸和联动跳闸做好准备,并使闭锁继电器KL励磁,为AAT装置动作出

口做好准备。

(2) 变压器 T1 故障, T1 的保护动作时, AAT 装置的动作过程。T1 的保护动作使 KM1 得电动作, 其动合触点闭合, 使跳闸线圈 YT1、YT2 通电励磁, 断路器 1QF、2QF 跳闸。辅助触点 2QF3 闭合, 通过 KL 触点使 KM2 励磁动作, 其动合触点闭合, 使 YC3、YC4 励磁, 3QF、4QF 合闸, 投入备用变压器 T0。辅助触点 2QF2 断开使 KL 失磁, 延时返回的触点经延时打开, 使 KM2 失磁, 保证 AAT 装置只动作一次。

(3) 1QF 误跳闸时, 辅助动断触点 1QF2 闭合, 使跳闸线圈 YT2 通电励磁, 使 2QF 跳闸。2QF2 跳闸后, AAT 装置的动作情况与上述 (2) 相同。说明 AAT 装置能弥补断路器误动作时的供电可靠性。

(4) 当工作母线 I 段由于某种原因失去电压时, KV1、KV2 动作, 其动断触点闭合, 若备用电源母线有电压, KV3 动作, 使 KM3 处于动作状态, KM3 触点闭合, 起动时间继电器 KT。经 KT 预定延时时间后, 其延时动合触点闭合, 使 KM1 得电动作, 跳开 1QF、2QF, 然后投入备用变压器 T0。

若备用电源母线也无电压, KV3 触点不闭合, KM3 不带电, 低压起动回路不能接通, 备用变压器不能投入, 保证当工作电源和备用电源同时失压时, AAT 装置不动作。

(5) 当备用电源投入到永久性故障时, 则应由设置在 4QF 上过电流保护 (图中未画出) 加速动作跳开 4QF, 此后 AAT 装置不再动作。

由上述分析可看出, 图 8-9 所示的 AAT 装置接线是满足基本要求的。

3. AAT 装置的接线特点

(1) 采用位置不对应方式起动 AAT 装置, 即切换开关处于投入位置而供电元件受电侧断路器处于跳闸位置, 两者位置不对应时, AAT 装置起动。此起动方式简单明了, 动作可靠, 并且可加强断路器误动作时的供电可靠性。

(2) 设有独立的低电压起动部分。为防止电压互感器二次侧断线时 AAT 装置的误动作, 采用两个低压继电器 KV1、KV2 接在不同的相别上, 将其触点串联, 所以低电压起动部分动作是可靠的。

(3) AAT 装置一次合闸脉冲, 采用 KL 继电器的延时打开动合触点控制一次合闸脉冲, 实现 AAT 装置只动作一次, 电路简单、控制可靠。

4. 参数整定

(1) 低电压继电器 KV1、KV2 的动作电压值整定原则。

1) 在工作变压器高、低压母线上的出线电抗器之后, 或者变压器之后发生短路故障时 (如图 8-9 中, k1、k2 点), 低电压继电器不应动作。因为这两点发生短路时母线电压虽然下降, 但残余电压相当高, AAT 装置不应动作。

2) 在工作母线的引出线上发生短路故障时 (如图 8-9 中 k3 点), 工作母线上的残余电压接近于零, 低电压继电器必然动作。当故障由引出线继电保护切除后, 在电动机自起动过程中, 母线电压不能立即恢复, 而是维持在电动机自起动的最低电压, 低电压继电器的动作电压应躲过电动机自起动时的最低母线电压。

考虑上述两点, 一般选择 KV1、KV2 的动作电压值等于母线额定电压的 25% 即可。

(2) 时间继电器 KT 的动作时限值。当工作母线的出线上发生使低电压继电器 KV1、KV2 动作的短路故障时, 为保证 AAT 装置的选择性, 应由该出线的继电保护切除故障而不

应使 AAT 装置动作, 因此 KT 的动作时限值应满足

$$t_{KT} = t_{op, max} + \Delta t \quad (8-9)$$

式中 $t_{op, max}$ ——当电网内发生使低电压继电器动作的短路故障时, 切除该短路故障的继电器保护最大动作时间;

Δt ——继电器保护时间裕度, 一般取 0.5s。

(3) 闭锁继电器 KL 延时返回时间值。KL 延时返回时间值决定 AAT 装置动作次数。要保证 AAT 装置只动作一次, KL 延时返回时间值 t_{KL} 既应大于 3QF 或 4QF 的合闸时间 t_{on} (包括传动装置的动作时间), 又要小于 3QF 或 4QF 的两倍合闸时间, 即

$$t_{on} < t_{KL} < 2t_{on} \quad (8-10)$$

或 $t_{KL} = t_{on} + \Delta t \quad (8-11)$

式中 Δt ——时间裕度, 取 0.2~0.3s。

(4) 过电压继电器 KV3 的动作电压值。KV3 的动作电压值整定时应考虑当备用电源母线带多段工作母线运行且电动机自启动时可能出现的最低运行电压。当备用电源母线出现最低运行电压 U_{min} 时, 继电器 KV3 仍应保持动作状态, 以使 AAT 装置低电压起动部分仍能起动。故继电器 KV3 的动作电压 U_{oper} 为

$$U_{oper} = \frac{U_{min}}{K_{rel} K_{res}} \quad (8-12)$$

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.1~1.2;

K_{res} ——返回系数, 过电压继电器 $K_{res} > 1$ 。

一般, U_{oper} 取值不应低于备用母线额定电压的 70%。

5. AAT 装置接线的简化

AAT 装置可以应用在不同的场合, 应用在不同场合的接线可能有简有繁。通过对图 8-9 所示 AAT 装置原理接线图的分析可知, 除系统侧故障使工作母线失去电压, AAT 装置辅助低电压起动部分动作外, 其他情况下都不经辅助低电压起动部分而动作。由此考虑到, AAT 装置接线中辅助低电压起动部分能否取消的问题, 如能将其取消, 则可简化 AAT 装置接线, 提高 AAT 装置动作的可靠性。

为了说明低电压起动部分能否取消的问题, 先回顾一下低电压起动部分的作用。低电压继电器 KV1、KV2 的主要作用是当系统侧的故障使工作母线失去电压时, 跳开供电元件受电侧断路器而起动 AAT 装置, 同时可作 I 母线及所有出线保护的后备, 当然前者是主要的。过电压继电器 KV3 的作用是防止系统侧的故障使工作母线、备用母线同时失压而造成 AAT 装置不必要的动作。若取消过电压继电器, 势必造成此情况下各段工作母线的 AAT 均动作, 将全部负荷投到无电压的备用变压器上。一旦系统恢复正常, 可能造成备用变压器过负荷, 这就要求进行复杂的倒闸操作将负荷重新投到工作变压器上。

根据低电压继电器和过电压继电器所起的作用, 很显然, 当工作部分和备用部分由同一电源供电时, 如图 8-8 (a) 或 (c) 所示, 辅助低电压起动部分可以省去, 可以简化 AAT 装置的接线。

而对于供电元件为输电线路的受端变电站, 如图 8-8 (e) 所示, 当输电线路发生短路故障时, 一般情况下, 线路受电侧的断路器不跳闸, 此时需要采用低电压起动来跳开受电侧断路器, 保证 AAT 装置动作, 这种情况下的低电压起动部分不能省略。

8.2.3 微机型备用电源自动投入装置

与常规的备用电源自动投入装置相比,微机型备用电源自动投入装置具有以下特点:

①综合功能比较齐全,适用面广;②具有串行通信功能,可适用于无人值班变电站;③体积小,性价比高;④故障自诊断能力强,可靠性高。

微机型备用电源自动投入装置的硬件结构和软件原理,可参考相关教材。

8.3 按频率自动减负荷装置

8.3.1 概述

频率是电能质量的重要指标之一。在电力系统正常运行情况下,频率偏差一般不得超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。系统频率偏移过大时,发电设备和用电设备都会受到不良的影响,轻则影响工农业产品的产量和质量,重则损坏汽轮机、水轮机等重要设备,甚至引起“频率崩溃”,导致大面积停电,造成巨大的经济损失。

电力系统的频率反映了发电机组发出的有功功率与负荷所需有功功率之间的平衡状况。当发电机组发出的有功功率不能满足用户要求而出现缺额时,系统频率就会下降。

系统在正常运行时,由于计划外负荷所引起的频率波动,可以由电力系统的频率调整来限制。然而在系统发生事故的情况下,如电力系统内大容量电源突然断开(断开大型机组或与相邻系统相连的受电联络线),或者有大量负荷突然投入时,致使电力系统出现严重的有功功率缺额,会引起系统频率大幅度急剧下降,威胁到电力系统的安全运行。为了保证电网安全和对重要用户的供电,不得不采取应急措施,切除部分负荷,以使系统频率恢复到可以安全运行的水平以内。

系统频率降低较大时,对电力系统和用户都极为不利,甚至会造成严重的后果,主要表现在以下几个方面。

(1) 频率下降时,汽轮机叶片的振动变大,轻则影响使用寿命,重则产生裂纹。对于额定频率为 50Hz 的电力系统,当频率低到 45Hz 附近时,某些汽轮机的叶片还可能发生共振而引起断裂事故。

(2) 当频率下降到 $47\sim 48\text{Hz}$ 时,由异步电动机驱动的送风机、给水泵、循环水泵和磨煤机等火电厂的厂用机械的输出功率显著下降,使得锅炉和汽轮机的输出功率也随之下降,从而使火电厂发电机发出的有功功率下降,系统的有功功率缺额更为严重,于是系统的频率进一步下降,这种趋势如果不能及时控制,就会在短时间内使系统频率呈现出一种雪崩式的下降,即所谓的“频率崩溃”现象。

(3) 在核电厂中,反应堆冷却介质泵对供电频率有着严格要求。当频率降低到一定值时,冷却介质泵会自动跳开,使反应堆停止运行。

(4) 当频率降低时,励磁机、发电机等的转速相应降低,造成发电机的电动势下降,频率降低时,异步电动机和变压器的励磁电流增加,使异步电动机和变压器的无功消耗增加,从而使系统的电压水平下降。运行经验表明,当频率降至 $45\sim 46\text{Hz}$ 时,系统的电压水平受到严重影响,当某些中枢点电压低于某一临界值时,将出现所谓的“电压崩溃”现象,系统运行的稳定性遭到破坏,最后导致系统瓦解。

(5) 系统频率降低会对所有电力用户产生不利影响,例如影响某些测量仪表的准确性和

性能,使企业生产率下降,产品的次品率上升等。

运行实践证明,电力系统的频率不能长期维持在 49.5~49Hz 以下,事故情况下不能较长时间停留在 47Hz 以下,绝对不允许低于 45Hz。因此,当电力系统出现严重的有功功率缺额时,应当迅速切除一些不重要的负荷以制止频率下降,保证系统安全稳定运行和电能质量,防止事故扩大,保证重要负荷的供电。因此,在电力系统中常常设置按频率自动减负荷装置(简称 AFL 装置),或称低频减载装置,按频率下降的程度有计划地自动切除相应的不重要负荷,以阻止频率的下降。

8.3.2 电力系统频率动态特性

电力系统由于有功功率平衡遭到破坏引起系统频率发生变化,频率从额定值过渡到另一个稳定值所经历的动态过程,称为电力系统的动态频率特性。如图 8-10 所示,由图可知,系统频率变化不是瞬间完成的,而是按指数规律变化的。频率随时间变化的过程主要决定于有功功率缺额的大小与系统中所有转动部分的机械惯性,其中包括汽轮机、同步发电机、同步补偿机、电动机及电动机拖动的机械设备。频率变化的时间常数与系统等值机组惯性时间常数以及负荷调节效应系数等有关,一般在 4~10s 之间。

当电力系统出现有功功率缺额时,系统频率的变化可以用图 8-10 中几条不同的曲线来说明。

图 8-10 中 a、b 两曲线是不切除负荷的情况,且 a 比 b 的有功缺额标么值大。该两曲线表明,在事故初期,频率的下降速度与有功缺额的标么值成正比。它们的频率稳定值分别为 $f_{a\infty}$ 和 $f_{b\infty}$ 。

曲线 c 表示当频率沿曲线 a 从 f_N 降低到 f_1 时,切除部分负荷,且切除负荷功率恰好等于有功缺额。此时频率将沿曲线 c 恢复到额定值 f_N 运行。

曲线 d 表示当频率沿曲线 a 从 f_N 降低到 f_1 时,切除部分负荷,切除负荷功率小于有功缺额,且切除负荷功率恰好使频率维持在 f_1 运行。

曲线 e 表示当频率沿曲线 a 从 f_N 降低到 f_1 时,切除部分负荷,且切除负荷功率小于曲线 d 对应的切除负荷功率,系统频率将继续下降。如果这时系统功率缺额所对应的稳态频率也为 $f_{b\infty}$,则频率将沿曲线 e 变化。比较 b、e 两曲线可知,如果能尽早切除负荷功率,可延缓系统频率的下降过程。

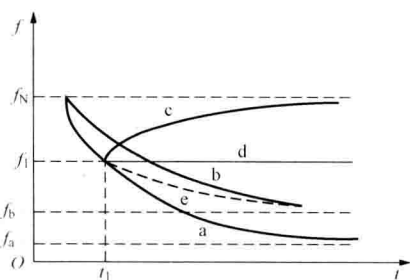


图 8-10 电力系统频率的动态特性

8.3.3 按频率自动减负荷装置的工作原理

当电力系统出现严重的有功功率缺额时,AFL 装置的任务是迅速断开相应数量的用户负荷,使系统频率在不低于某一允许值的情况下,达到有功功率的平衡,以确保电力系统安全运行,防止事故的扩大。

1. 不切除负荷的情况下系统频率的稳定值

正常运行的电力系统,频率为额定频率 f_N ,总负荷为 P_{LN} ,当出现有功功率缺额 ΔP_L 时,若仅靠负荷调节效应来调节,则系统频率稳定在低频 f_∞ ,可推导出系统稳定频率为

$$f_\infty = f_N \left(1 - \frac{1}{K_{L*}} \times \frac{\Delta P_L}{P_{LN}} \right) \quad (8-13)$$

例如,在额定运行情况下,假设电力系统内出现有功功率缺额 ΔP_L 为系统额定总负荷

P_{LN} 的 20% 时, 系统频率要降低, 如果仅由负荷调节效应来补偿有功缺额, 设 $K_{L*}=2$, 由式 (8-13) 可得, 系统频率会下降到

$$f_{\infty} = 50 \left(1 - \frac{1}{2} \times 20\% \right) = 45 \text{ (Hz)}$$

因此, 当系统出现较大的有功功率缺额时, 单靠负荷调节效应来补偿功率缺额, 将出现系统稳定频率过低的现象, 不能保证系统稳定运行。在此情况下, 若使用 AFL 装置按频率下降的程度切除一部分负荷, 可以阻止系统频率的严重下降。

2. 最大功率缺额的确定

在电力系统中, AFL 装置是用来对付严重功率缺额事故的重要措施之一, 它通过切除负荷功率 (通常是比较不重要的负荷) 的办法来制止系统频率的大幅度下降, 以取得逐步恢复系统正常工作的条件, AFL 装置应能保证即使在系统发生最严重的事故情况下, 即出现最大可能的功率缺额时, 接至 AFL 装置的用户功率数量也能使系统频率恢复在可运行的水平, 以避免系统事故的扩大。可见, 确定系统事故情况下的最大可能功率缺额, 以及接入 AFL 装置的相应的用户功率值, 是保证系统安全运行的重要环节。要确定系统中可能发生的功率缺额, 涉及对系统事故的设想, 为此应作具体分析。一般应根据最不利的运行方式下发生事故时, 实际可能发生的最大功率缺额来考虑, 例如, 按系统中断开最大一台机组或某一电厂来考虑, 如果系统有可能解列成几个子系统运行时, 还必须考虑各子系统可能发生的最大功率缺额。

AFL 装置是针对事故情况的一种反事故措施。在事故情况下, AFL 装置切除部分负荷后, 并不要求系统频率恢复至额定值, 一般希望它的恢复频率 f_r 略低于额定值, 约在 49.5~50Hz 之间, 所以接到 AFL 装置最大可能的断开功率 $P_{\text{cut, max}}$ 可小于最大功率缺额 $\Delta P_{L, \text{max}}$ 。设正常运行时系统负荷为 P_{LN} , 额定频率 f_N 与恢复频率 f_r 之差为 Δf , 可得

$$\frac{\Delta P_{L, \text{max}} - P_{\text{cut, max}}}{P_{LN} - P_{\text{cut, max}}} = K_{L*} \Delta f \quad (8-14)$$

由此可解出

$$P_{\text{cut, max}} = \frac{\Delta P_{L, \text{max}} - P_{LN} K_{L*} \Delta f}{1 - K_{L*} \Delta f} \quad (8-15)$$

式 (8-15) 表明, 当系统负荷 P_{LN} 、系统最大功率缺额 $\Delta P_{L, \text{max}}$ 已知后, 只要系统恢复频率 f_r 确定, 就可按式 (8-15) 求得接到 AFL 装置的功率总数 $P_{\text{cut, max}}$ 。

【例 8-1】 某系统的负荷总功率为 $P_{LN}=5000\text{MW}$, 设想系统最大的功率缺额 $\Delta P_{L, \text{max}}$ 为 1200MW , 设负荷调节效应系数为 $K_{L*}=2$, AFL 装置动作后, 希望系统恢复频率为 $f_r=48\text{Hz}$, 求接入 AFL 装置的功率总数 $P_{\text{cut, max}}$ 。

解: 希望恢复频率偏差的标幺值为

$$\Delta f_* = \frac{50 - 48}{50} = 0.04$$

由式 (8-15) 得

$$P_{\text{cut, max}} = \frac{1200 - 5000 \times 2 \times 0.04}{1 - 2 \times 0.04} = 870 \text{ (MW)}$$

接入 AFL 装置的功率总数为 870MW , 这样, 即使发生如设想那样的严重事故, 仍然能使系统频率恢复值不低于 48Hz 。

3. AFL 装置的动作顺序

在电力系统发生事故的情况下,被迫采取断开部分负荷的办法以确保系统的安全运行,这对于被切除的用户来说,无疑会造成不少困难,因此,应力求尽可能少地断开负荷。如上所述,接于 AFL 装置的总功率是按系统最严重事故的情况来考虑的。然而,系统的运行方式很多,而且事故的严重程度也有很大差别,对于各种可能发生的事故,都要求 AFL 装置能作出恰当的反应,切除相应数量的负荷功率,既不过多又不能不足、只有分批断开负荷功率采用逐步修正的办法,才能取得较为满意的结果。

AFL 装置是在电力系统发生事故时,在系统频率下降过程中,按照频率的不同数值按顺序地切除负荷。也就是将接至 AFL 装置的总功率 $P_{\text{cut, max}}$ 按负荷重要程度的不同进行分级,并分别分配在不同起动频率值来分批地切除,以适应不同功率缺额的需要。根据起动频率的不同,按频率自动减负荷可分为若干级,也称为若干轮。

为了确定 AFL 装置的级数,首先应定出装置的动作频率范围,即选定第一级起动频率 f_1 和最末一级起动频率 f_n 的数值。

(1) 第一级起动频率 f_1 的选择。由图 8-10 所示系统频率动态特性曲线的规律可知,在事故初期如能及早切除部分负荷功率,可延缓频率的下降过程。因此,从 AFL 装置的动作效果来看,第一级的起动频率 f_1 宜选择得高些,但是 f_1 整定的过高,暂时频率下降容易引起 AFL 装置误动作,影响用户用电的可靠性,同时也未充分利用系统的旋转备用容量。所以,一般第一级的起动频率整定在 48.5~49Hz 之间。在以水电厂为主的电力系统中,由于水轮机调速系统动作较慢,因而第一级起动频率宜取低值。

(2) 末级起动频率 f_n 的选择。电力系统允许的最低频率受安全运行的限制,以及可能发生“频率崩溃”或“电压崩溃”的限制。对于高温高压参数的火电厂,在频率低于 46~46.5Hz 时,厂用设备已不能正常工作,在频率低于 45Hz 时,就有“电压崩溃”的危险,因此末级的起动频率 f_n 以不低于 46~46.5Hz 为宜。

(3) 频率级差。当 f_1 和 f_n 确定以后,就可在该频率范围内按频率级差 Δf 分成 n 级断开负荷,即

$$n = \frac{f_1 - f_n}{\Delta f} + 1 \quad (8-16)$$

级数越大,每级断开的负荷就越小,这样,装置所切除的负荷量就越有可能接近于实际功率缺额,具有较好的适应性。

4. 频率级差的确定

关于频率级差的选择问题,当前有两种截然不同的原则。

(1) 按选择性确定级差。强调各级动作的次序,要在前一级动作以后还不能制止频率下降的情况下,后一级才动作。

设频率测量元件的测量误差为 $\pm \Delta f_s$, 最严重的情况是上一级起动频率具有最大负误差,而该级的测量元件却为最大正误差。如图 8-11 所示,设第 i 级在频率为 $(f_i - \Delta f_s)$ 时起动,经 Δt 时间后断开负荷,这时频率已下降至 $(f_i - \Delta f_s - \Delta f_t)$ 。第 i 级断开负荷后如果频率不继续下降,则第 $i+1$ 级就不切除负荷,这才算是有选择性。这时考虑选择性的最小频率级差为

$$\Delta f = 2\Delta f_s + \Delta f_t + \Delta f_y \quad (8-17)$$

式中 Δf_s ——频率测量元件的最大误差；

Δf_t ——对应于 Δt 时间内的频率变化，一般可取 0.15Hz；

Δf_y ——频率裕度，一般可取 0.05Hz。

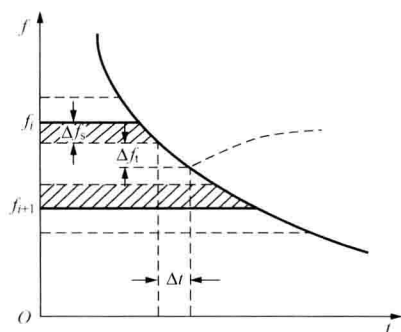


图 8-11 频率选择性级差的确定

按照各级有选择性地顺序切断负荷功率，级差 Δf 值主要决定于频率测量元件的最大误差 Δf_s 和 Δt 时间内频率的下降数值 Δf_t 。当频率测量元件本身的最大误差为 $\pm 0.15\text{Hz}$ 时，选择性级差 Δf 一般取 0.5Hz，这样整个低频减载装置只可分成五至六级。

现在数字式频率继电器已在电力系统中广泛采用，其测量误差已大为减小且动作延时也已缩短，为此频率级差可相应减小。

(2) 级差不强调选择性。由于电力系统运行方式和负荷水平是不固定的，针对电力系统发生事故时功率缺额有很大分散性的特点，AFL 装置应当遵循逐步试探求解的原则，分多级切除少量负荷，以达到较佳的控制效果。这就要求减小级差 Δf ，增加总的频率动作级数 n ，同时相应地减少每级的切除功率，这样即使两轮无选择性起动，切除的负荷功率不会过多，系统恢复频率也不会过高。另外，在电力系统中，AFL 装置总是分设在各个地区变电站中，在系统频率下降的动态过程中，各地区变电站中母线电压的频率并不一致，所以分散在各地的同一级低频减载装置，事实上也有可能不同时起动。但是，如果增加级数 n ，减小各级的切除负荷功率，则两级间的选择性问题也并不突出，所以近年来的趋势是采用增加级数的方法。

5. 每级切除负荷 $P_{\text{cut},i}$ 的限值

AFL 装置采用了分级切除负荷的办法，以适应各种事故条件下系统功率缺额大小不等的情况。在同一事故情况下，切除负荷越多，系统恢复频率就越高，可见每一级切除的负荷功率受到恢复频率的限制。这里不希望恢复频率过高，更不希望恢复频率值高于额定值。

设 AFL 装置第 i 级的动作频率为 f_i ，它所切除的用户功率为 $P_{\text{cut},i}$ 。电力系统频率 f 的下降特性是与功率缺额相对应的，它是随机的，是不确定的，典型的系统频率变化过程总可以表达为如图 8-12 所示。假设第 $i-1$ 级切负荷后，系统的稳态频率正好为 f_i ，这是能使第 i 级起动的功率缺额为最小的临界情况，如图中的曲线 1 所示，因此，当切除 $P_{\text{cut},i}$ 之后，系统频率恢复值 f_{res} 达最大值。在其他功率缺额较大的事故情况下，也能使第 i 级起动，不过它们的恢复频率都低于 f_{res} ，如图中的曲线 2、3 所示。曲线 2 表示切除后，频率正好稳定在 f_i ，曲线 3 表示切除后，频率还继续下降。

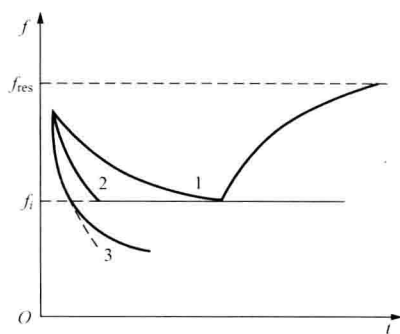


图 8-12 典型的系统频率变化过程

若系统恢复频率 f_{res} 为已知，则第 i 级切除的功率限值就不难求得。应当指出，在系统频率下降的过程中，除了 AFL 装置将切除部分负荷功率之外，系统的功率缺额还因频率下降时负荷的频率调节效应而得到一定的补偿。如系统中原来的总负荷功率为 P_{LN} ，AFL 装

置前 $i-1$ 级动作所切除的总负荷功率为 $\sum_{k=1}^{i-1} P_{\text{cut},k}$, 在第 i 级动作之后系统中剩余的负荷功率为 $P_{\text{LN}} - \sum_{k=1}^{i-1} P_{\text{cut},k} - P_{\text{cut},i}$, 有功功率缺额为 $\Delta P_{\text{L}} - \sum_{k=1}^{i-1} P_{\text{cut},k} - P_{\text{cut},i}$, 为确定各级的最优切除负荷量, 按临界情况考虑: 第 $i-1$ 级动作切除负荷后, 系统的稳态频率正好是第 i 级的起动频率; 而当第 i 级动作切除负荷功率 $P_{\text{cut},i}$ 后, 系统频率稳定在第 $i+1$ 级的动作频率; 最末一级的起动频率是 f_n , 切除负荷功率 $P_{\text{cut},n}$ 后, 系统频率稳定在 f_{res} , 依次推理计算出 $P_{\text{cut},i}$ 。

6. AFL 装置的后备级 (或称为附加级、特殊级)

在 AFL 装置的动作过程中, 当第 i 级动作切除负荷后, 如果系统频率继续下降, 则下面各级会相继动作直到频率下降被制止为止。如果出现了这样的情况: 第 i 级动作后, 系统频率可能稳定在 f_i , 它低于恢复频率的极限值 $f_{\text{res},\min}$, 但又不足以使下一级动作, 如图 8-12 中曲线 2 那样, 因此要装设后备级, 经延时, 再切除部分负荷功率, 以便使频率能恢复到允许的限值以上。这样, 常把前面介绍的自动按频率减负荷装置的各级称为基本级, 而后备级又常被称为特殊级或附加级。

后备级的动作频率应不低于基本级第一级的起动频率, 它是在系统频率已经比较稳定时动作的, 为保证后备级确实是在基本级动作结束后系统频率仍未回升至希望值时才动作, 因此后备级的动作要带较长的延时, 因此其动作时限可以是系统时间常数的 2~3 倍, 最小动作时间约为 10~15s, 最长的动作时间可到 20s。

后备级可按时间分为若干级, 也就是其起动频率相同, 但动作时延不一样, 各级时间差可不小于 5s, 按时间先后次序分批切除用户负荷, 以适应功率缺额大小不等的需要。在分批切除负荷的过程中, 一旦系统恢复频率高于后备级的返回频率, AFL 装置就停止切除负荷。

接于后备级的功率总数应按最不利的情况来考虑, 即 AFL 装置切除负荷后, 系统频率稳定在可能的最低频率值, 按此条件考虑后备级所切除用户功率总数的最大值, 并且保证具有足以使系统频率恢复到极限值的能力。

7. AFL 装置的动作时延

AFL 装置动作时延, 原则上应尽可能快, 这是延缓系统频率下降的最有效措施。但考虑到当系统发生事故, 电压急剧下降期间有可能引起频率继电器误动作, 所以往往采用一个不大的时延, 通常是 0.1~0.2s, 以躲过暂态过程可能出现的误动作。

8.3.4 对 AFL 装置的基本要求

(1) 能在各种运行方式且出现较大功率缺额的情况下, 有计划地切除负荷, 有效地防止系统频率下降至危险点以下。

(2) 切除的负荷应尽可能少。

(3) 变电站的馈线路使故障变压器跳闸造成失压时, AFL 装置应可靠动作。

(4) 电力系统发生低频振荡时, AFL 装置不应误动。

(5) 电力系统受谐波干扰时, AFL 装置不应误动。

8.3.5 按频率自动减负荷装置

1. AFL 装置的配置

电力系统中装设 AFL 装置, 应根据电力系统的结构和负荷的分布情况, 分散装设在电

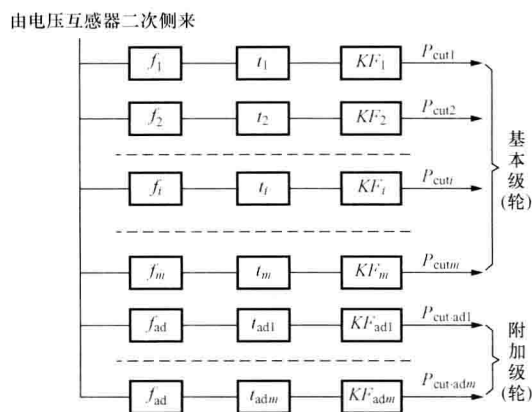


图 8-13 AFL 装置的原理框图

力系统中相关的发电厂和变电站。图 8-13 所示为某一变电站的 AFL 装置原理框图。图中， f 为低频继电器， t 为延时元件， KF 为跳闸执行回路。它由 m 个基本级和 m 个附加级组成，每一级就是一套 AFL 装置。

2. AFL 装置误动作的原因及防误措施

AFL 装置的误动作一般有以下几种情况，针对每一种可能发生的误动作，可以采取相应的防误措施。

(1) 当系统电压突然变化时，低频继电器触点抖动，可能导致 AFL 装置误动作。这种误动作只要 AFL 装置带有 0.1~0.2s 的

延时即可防止。

(2) 系统中旋转备用起作用之前，AFL 装置先行误动作。特别是旋转备用大部分在水轮发电机组上的电力系统，系统中的旋转备用容量发挥作用需要一定的时间，尤其在水轮发电机组上，调速机械动作较慢。为了防止这种误动作，措施之一是在 AFL 装置的前几级带一定的延时；也可在频率恢复到额定值时进行重合闸。

(3) 负荷反馈引起的误动作。在地区变电站某些操作或在输电线路重合闸期间，负荷与电源会出现短时解列，该地区负荷中的旋转机组，如同步电动机、同步调相机和异步电动机等，动能仍短时反馈输送功率，在母线上产生一个电压，该电压逐渐衰减而频率急剧下降，如果不采取适当的措施，利用母线电压检测频率的 AFL 装置会错误地判断为系统频率降低而误起动，当该地区变电站很快恢复供电时，用户负荷已被错误地断开了。对于这种情况，在 AFL 装置中可采取如下措施。

1) 加电流闭锁。闭锁继电器可接于电源主进线上或变压器上，其触点与低频继电器触点串联，这样，在电源中断时电流继电器不动作，将 AFL 装置闭锁，防止了误动作。为了防止正常运行但负荷过小时的误闭锁，闭锁电流取值应小于最小负荷电流。

2) 加电压闭锁。闭锁继电器与低频率继电器接于同一节点电压，其触点串联，在电源中断时电压继电器不动作，将 AFL 装置闭锁。闭锁电压值的整定应保证在送电线路恢复供电后，母线运行于最低电压时，AFL 装置不被闭锁，一般取闭锁电压为 0.65~0.7 倍的母线额定电压。

因为负荷反馈电压在电源刚刚解列时可能较高，即可能大于所取的闭锁电压，所以电压闭锁一般要带一定延时，延时时间应大于低频继电器开始动作至反馈电压降至闭锁电压所经历的时间，一般取 0.5s。可见，这样做会延长低频减载的动作时限，不利于系统频率的恢复。

3) 加滑差闭锁。滑差闭锁就是利用频率下降至 AFL 装置动作频率的变化速度 (df/dt) 来区分是系统功率缺额引起的频率下降，还是负荷反馈电压造成的频率下降，从而决定是否进行闭锁。

运行实践表明，频率下降速度 $df/dt < 3\text{Hz/s}$ 可认为是系统功率缺额引起的频率下降。而 $df/dt > 3\text{Hz/s}$ 可认为是负荷反馈引起的频率下降。因此，采用 $df/dt > 3\text{Hz/s}$ 作为滑差

闭锁的条件。

另外，当电力系统容量不大、系统中有很大冲击性负荷时，系统频率将瞬时下降，同样也可能引起低频减载装置起动，错误地断开负荷。此时也可用滑差闭锁来防止这种误动作。

应当指出，在实际使用 AFL 装置时，针对具体的电力系统，还需要注意一种情况：当系统发生严重的有功功率缺额时，如果 AFL 装置失灵，可能导致系统瓦解。为了防止在这种情况下发电厂停运，在电厂中应考虑装设“低频自动解列”装置。一旦发生上述情况，发电厂中部分机组与系统解列，用来专门给厂用电和部分重要用户供电。

8.4 变电站综合自动化的概述

8.4.1 变电站综合自动化的基本概念与优越性

1. 基本概念

变电站综合自动化是利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和信号处理技术，实现对全变电站的主要设备和输配电线路的自动监视、测量、自动控制和微机保护，以及与调度通信等综合性的自动化功能。

变电站综合自动化系统是利用多台微型计算机和大规模集成电路组成的自动化系统，收集到所需要的各种数据和信息，利用计算机的高速计算能力和逻辑判断能力，监视和控制变压器的各种设备。变电站综合自动化系统的基本配置如图 8-14 所示。

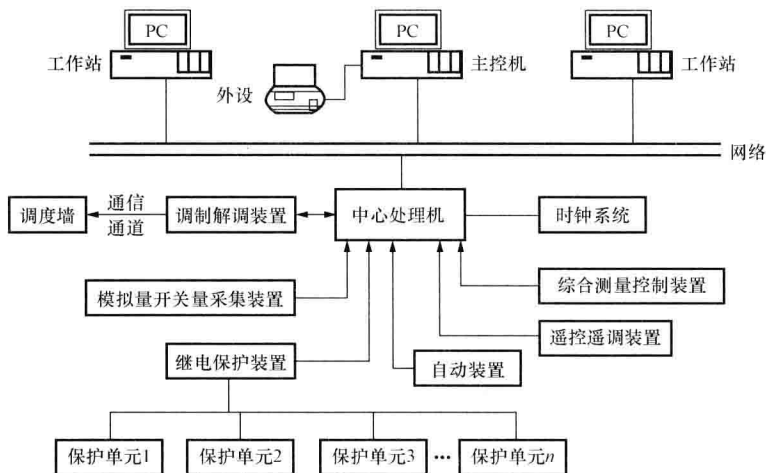


图 8-14 变电站综合自动化系统的基本配置

2. 优越性

与常规变电站二次系统相比，在以下几个方面体现出优越性。

(1) 可靠性高。变电站综合自动化系统可以利用软件实现在线自检，具有故障诊断功能。对电力系统各种复杂的故障，具有很强的综合分析和判断能力；利用有关的硬件和软件相结合技术，可有效防止干扰进入微机系统后可能造成的严重后果，变电站综合自动化系统中的各子系统具有故障自诊断功能，这是综合自动化系统比起常规的自动装置突出的特点。

(2) 供电质量高。由于在变电站综合自动化系统中包括有电压、无功自动控制功能，故

对于具有有载调压变压器和无功补偿电容器的变电站,可以大大提高电压合格率,保证电力系统主要设备和各种电器设备的安全,使无功潮流合理,降低网损,节约电能损耗。

(3) 专业综合,易于发现隐患,处理事故恢复供电快。实现综合自动化以后,各专业综合考虑,并装备有先进的计算机,可以收集众多需要的数据和信号,利用计算机高速计算和正确判断的能力,将数据和信号经计算机处理后,以综合的结果反映给值班人员,还可提供事件分析的结果以及如何处理的参考意见。

(4) 变电站运行管理的自动化水平高。变电站实现自动化后,监视、测量、记录、抄表等工作都由计算机自动进行,既提高了测量的精度,又避免了人为的主观干预,运行人员通过液晶显示器,对变电站的运行工况和运行参数便一目了然。同时还具有与上级调度通信功能,调度员能及时掌握各变电站的运行情况,也能对它进行必要的调节和控制,大大提高运行管理水平。

(5) 减少控制电缆,缩小占地面积。变电站实现综合自动化以后,获得所有数据和信号可以由各个部分分享,这样就可以节省大量的控制电缆。同时由于硬件电路多采用大规模集成电路,结构紧凑、体积小、功能强,与常规的二次设备相比,可以大大缩小变电站的占地面积。

(6) 维护调试方便。由于综合自动化系统中,各子系统有故障自诊断能力,系统内部有故障时能自检故障部位,缩短了维修时间。微机保护和自动装置的定值又可在线读出检查,可节约定期核对定值的时间。

(7) 为变电站实现无人值班提供了可靠的技术条件。变电站有人值班和无人值班是变电站运行管理的一种模式,而变电站综合自动化是自动化技术在变电站应用的一种集中体现。变电站综合自动化系统可以收集到非常齐全的数据信息。有强大的计算机计算能力和逻辑判断功能,可以极方便地监视和控制变电站的各种设备。

8.4.2 变电站综合自动化系统的基本功能

变电站综合自动化系统的概念在国际上一直没有一个明确的定义。最近,国际电工委员会(IEC)已不再采用综合自动化名词,而称为变电站自动化系统。本书所讲的综合自动化系统是引用习惯说法。变电站综合自动化是多专业性的综合技术,它以微型计算机为基础,实现了对变电站传统的继电保护、控制方式、测量手段、通信和管理模式的全面技术改造,实现了电网运行管理的一次变革。仅从变电站自动化系统的构成和所完成的功能来看,它是将变电站的监视控制、继电保护、自动控制装置和远动等所要完成的功能组合在一起,通过计算机硬件、模块化软件和数据通信网构成一个完整的系统。因此,其功能可以从以下几个方面来说明。

1. 继电保护的功能

变电站综合自动化系统中的微机继电保护主要包括输电线路保护、电力变压器保护、母线保护、电容器保护、小电流接地系统自动选线、自动重合闸。由于继电保护的特殊重要性,综合自动化系统绝不能降低继电保护的可靠性。

2. 操作控制功能

变电站综合自动化系统应能取代常规操作机构,取代常规的电磁式和机械式防误闭锁设备;取代常规远动装置等。无论是无人值班还是少人值班变电站,操作人员都可以通过液晶显示器对断路器和隔离开关进行分、合操作,对变压器分接头位置进行调节控制,对电容器

和电抗器组进行投、切控制；同时，要能接收遥控操作命令，进行远方操作。为防止计算机系统故障时无法操作被控设备，在设计上还应保留人工直接跳、合闸手段。

3. 测量监视功能

综合自动化系统应取代常规测量装置，如变送器、录波器、指针式仪表灯；取代常规的告警、报警装置，如中央信号系统、光子牌等。变电站的各段母线电压、线路电压、电流、有功及无功功率、温度等参数均属模拟量，将其通过模拟量输入通道转换成数字量，由计算机进行识别和分析处理，最后所有参数均可在自动化装置的面板上或当地监控主机上随时进行查询。在变电站的运行过程中，监控系统采集到的电压、电流、频率、变压器油温等量不断地进行越限监视，如有越限立即发出告警信号，同时记录和显示越限时间和越限值；出现电压互感器或电流互感器断线、差动回路电流过大、单相接地、控制回路断线等情况时也发出报警信号；另外还要监视自控装置本身工作是否正常。

4. 事故顺序记录与追忆、故障录波和测距功能

事故顺序记录就是对变电站内的继电保护、自动装置、断路器等在事故时动作的先后顺序自动记录。记录事件发生的时间应精确到毫秒级。自动记录的报告可在液晶显示器上显示和打印输出。顺序记录的报告对分析事故、评价继电保护和自动装置以及断路器的动作情况是非常有用的。事故追忆是指对变电站内的一些主要模拟量，如线路、主变压器各侧的电流、有功功率、主要母线电压等，在事故前后一段时间内作连续测量记录。通过这一记录可了解系统或某一回路在事故前后所处的工作状态，对于分析和处理事故起辅助作用。

110kV 及以上的重要输电线路距离长、发生故障影响大，当输电线路故障时必须尽快查出故障点，以便缩短维修时间，尽快恢复供电，减少损失。设置故障录波和故障测距是解决此问题的最好途径。

5. 人机联系功能

人机联系的桥梁，包括液晶显示器、鼠标和键盘。变电站采用微机监控系统后，无论是有人值班还是无人值班站，最大的特点之一是操作人员或调度员只要面对液晶显示器的屏幕通过鼠标或键盘，就可对全站的运行情况和运行参数一目了然，可对全站的断路器和隔离开关等进行分、合操作，彻底改变了传统的依靠指针式仪表和依靠模拟屏或操作屏等手段的操作方式。

6. 电压、无功综合控制

变电站电压、无功综合控制是利用有载调压变压器和母线无功补偿电容器及电抗器进行局部的电压及无功补偿的自动调节，使负荷侧母线电压偏差在规定范围以内，在调度（控制）中心直接控制时，变压器的分接头开关调整和电容器组的投切直接接受远方控制，当调度（控制）中心给定电压曲线或无功曲线的情况下，则由变电站综合自动化系统就地进行控制。

7. 低频减负荷控制

当电力系统因事故导致有功功率缺额而引起系统频率下降时，低频减负荷装置应能及时自动断开一部分负荷，防止频率进一步降低，以保证电力系统稳定运行和重要负荷（用户）的正常工作。当系统频率恢复到正常值之后，被切除的负荷可逐步（远方或就地）手动恢复或可选择延时分级自动恢复。

8. 备用电源自投控制

当工作电源因故障不能供电时,自动装置应能迅速将备用电源自动投入使用或将用户切换到备用电源上去。典型的备自投有单母线进线备投、分段断路器备投、变压器备投、进线及桥路器备投、旁跳断路器备投。

9. 小电流接地选线控制

小电流接地系统中发生单相接地时,接地保护应能正确地选出接地线路(或母线)及接地相,并予以报警。

10. 打印功能

对于有人值班的变电站,监控系统可以配备打印机,完成以下打印记录功能:①定时打印报表和运行日志;②开关操作记录打印;③事件顺序记录打印;④越限打印;⑤召唤打印;⑥抄屏打印;⑦事故追忆打印。对无人值班变电站,可不设当地打印功能,各变电站的运行报表集中在控制中心打印输出。

11. 谐波的分析和监视功能

一个理想的电力系统和供电系统,仅用恒定的工业频率和规定的电压水平这两个指标来表征电能的质量是很不完善的。波形畸变、电压渐变和三相交流电力系统及供电系统中三相电压或电流的不平衡也是影响电能质量的重要因素。因此,在变电站综合自动化系统中,要重视对谐波含量的分析和监视。对谐波污染严重的变电站采取适当抑制措施,降低谐波含量。

12. 自诊断、自恢复和自动切换功能

自诊断功能是指对监控系统的硬件、软件(包括前置机、主机、各种模件、通道、网络总线、电源等)故障的自动诊断,并给出自诊断信息供维护人员及时检修和更换。

在监控系统设有自恢复功能。当由于某种原因导致系统停机时,能自动产生自恢复信号,将对外围接口重新初始化,保留历史数据;实现无扰动的软、硬件自恢复,保障系统的正常可靠运行。

自动切换指的是双机系统中,当其中一台主机故障时,所有工作自动切换到另一台主机,在切换过程中所有数据不能丢失。

13. 远动及数据通信功能

变电站综合自动化的通信功能包括系统内部的现场级间的通信和自动化系统与上级调度的通信两部分。

(1) 综合自动化系统的现场级通信,主要解决自动化系统内部各子系统与上位机(监控主机)间的数据和信息交换问题,它们的通信范围是变电站内部。对于集中组屏的综合自动化系统来说,实际是在主控室内部;对于分散安装的自动化系统来说,其通信范围扩大至主控室与子系统的安装地,最大的可能是开关柜间,即通信距离加长了。

(2) 综合自动化系统必须兼有 RTU 的全部功能,应该能够将所采集的模拟量和状态量信息,以及事件顺序记录等远传至调度端;同时应该能够接收调度端下达的各种操作、控制、修改定值等命令。即完成新型 RTU 等全部四遥功能。

8.4.3 变电站综合自动化的结构类型

自从 1987 年清华大学研制成功第一套变电站综合自动化系统投运以来,由于技术水平的不断提高,体系结构也在不断改进。根据综合自动化系统设计思想和安装的物理位置的不断

同,综合自动化系统硬件结构形式可以分成很多种类。但从国内外变电站综合自动化系统的发展过程来看,其结构形式有集中式、分布式、分散(层)分布式;从安装物理位置上来划分有集中组屏、分层组屏和分散在一次设备间隔设备上安装等形式。

1. 集中式综合自动化系统

集中式结构的综合自动化系统,指采用不同档次的计算机,扩展其外围接口电路,集中采集变电站的模拟量、开关量和数字量等信息,集中进行计算与处理,分别完成微机监控、微机保护和一些自动控制等功能,集中结构也并非指由一台计算机完成保护、监控等全部功能。多数集中式结构的微机保护、微机监控和与调度等通信的功能也是由不同的微型计算机完成的,只是每台微计算机承担的任务多一些。例如,监控机要负担数据采集、数据处理、开关操作、人机联系等多项任务;担任微机保护的计算机,可能一台微机要负责几回低压线路的保护等。这种结构形式主要出现在变电站综合自动化系统问世的初期。如图8-15所示,这种结构形式的综合自动化系统国内早期的产品较多。如南京自动化研究院系统研究所的BJ-2型、南京自动化设备厂的WBX-261型、烟台东方电子信息产业集团的基于WDF-10的综合自动化系统。许昌继电器厂的XWJK-1000变电站综合自动化系统、上海惠安系统控制有限公司的Powerware-WIN系统等。

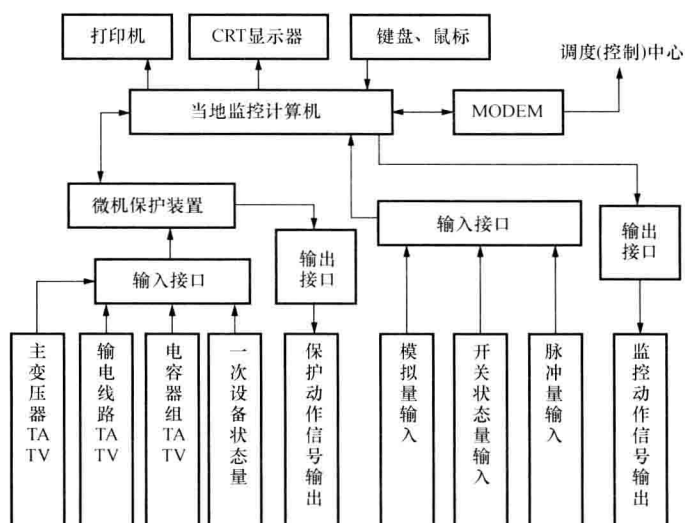


图 8-15 集中式变电站综合自动化系统结构框图

这种结构形式是按变电站的规模配置相应容量、功能的微机保护装置和监控主机及数据采集系统,它们安装在变电站主控室内。主变压器、各种进出线路及站内所有电气设备的运行状态通过电流互感器、电压互感器经电缆传送到主控制室的保护装置或监控计算机上,并与调度控制端的主计算机进行数据通信。当地监控计算机完成当地显示、控制和制表打印等功能。

集中式综合自动化系统的优点如下。

(1) 能实时采集变电站中各种电气设备的模拟量、脉冲量、开关状态量,并建立实时数据库,通过处理能产生各种所需要信息,如平均日负荷,日、月最大负荷及最低负荷,母线的最高电压与最低电压,进、出总电量等。

- (2) 通过液晶显示负荷曲线。变电站主接线图、自动显示事故点的画面信息。
- (3) 值班员可通过画面操作变电站内的电气设备,并能检查操作的正确与否。
- (4) 系统或某一条线路发生故障时,能自动记录故障前后几个周期的信息;作为故障分析用,即事件追忆功能。
- (5) 保护信息作为管理用信息存在当地控制机中随时作为显示、打印之用。
- (6) 系统具有自诊断功能和自恢复功能,当设备受到外界瞬间干扰信号而影响正常工作时,系统能发出自恢复命令,使设备立即进入正常工作状态。
- (7) 造价低,适合小型变电站的新建或改造。

集中式综合自动化系统的缺点如下。

- (1) 每台计算机的功能较集中,如果一台计算机出故障,影响面大,因此必须采用双机并联运行的结构才能提高可靠性。
- (2) 集中式结构,软件复杂,修改工作量大,调试麻烦。
- (3) 组态不灵活,对不同主接线或规模不同的变电站,软、硬件都必须另行设计,工作量大,因此影响了批量生产,不利于推广。
- (4) 集中式保护与长期以来采用一对一的常规保护相比,不直观,不符合运行和维护人员的习惯,调试和维护不方便,程序设计麻烦,只适合保护算法比较简单的情況。

变电站综合自动化系统的目标是实现变电站的小型化、无人化和高可靠性,针对集中式系统的诸多不足,我国 20 世纪 80 年代开始研制分布式综合自动化系统。

2. 分层分布式结构集中式组屏的综合自动化系统

(1) 分层分布式结构的概念。

随着微机技术和通信技术的发展,特别是 20 世纪 80 年代后期单片机的性能价格比越来越高,给变电站综合自动化系统的研究和开发工作注入了新的活力,使研制者有条件将微机保护单元和数据采集单元按一次回路进行设计。所谓分布式结构,是在结构上采用主从 CPU 协同工作方式,各功能模块(通常是各个从 CPU)之间采用网络技术或串行方式实现数据通信,多 CPU 系统提高了处理并行多发事件的能力,解决了集中式结构中独立 CPU 计算处理的瓶颈问题,方便系统扩展和维护,局部故障不影响其他模块(部件)正常运行。如微机型变压器保护主要包括速断保护、比率制动型差动保护、电流电压保护等,主保护的功能由一个 CPU 单独完成;后备保护主要由复合电压电流保护构成,过负荷保护。气体保护触点引入微机,经由微机保护出口;轻瓦斯报警;温度信号经温度变送器输入微机,可发超温信号并据此起动风扇,后备保护功能也由一个 CPU 单独完成,主保护 CPU 和后备保护 CPU 分开,各自完成各自功能,增加了保护的可靠性。

在变电站综合自动化系统中,通常把继电保护、自动重合闸、故障录波、故障测距等功能综合在一起的装置称为保护单元,而把测量和控制功能综合在一起的装置称为控制或 I/O 单元,两者通称为间隔级单元(bay level unit)。各种类型的间隔级单元与变电站的中央单元(central unit)相结合,并利用间隔级单元搜集到的状态量和测量值,通过软件来实现各种保护闭锁,取消或大大简化传统设计中为实现闭锁功能所需要的二次回路,以组成变电站综合自动化系统。所谓分层式结构,是将变电站信息的采集和控制分为管理层、站控层和间隔层三个级分层布置,如图 8-16 所示。

间隔层按一次设备组织,一般按断路器的间隔划分,具有测量、控制和继电保护部分。

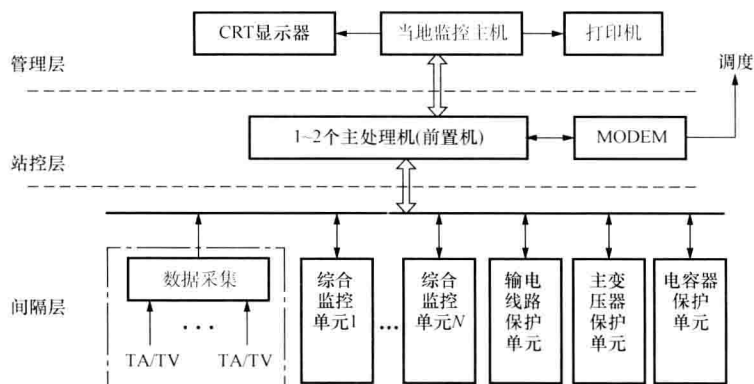


图 8-16 变电站综合自动化系统分层结构示意图

测量、控制部分负责该单元的测量、监视。断路器的操作控制和连锁及事件顺序记录等；保护部分负责该单元线路或变压器或电容器的保护、各种录波等。因此，间隔层本身是由各种不同的单元装置组成，这些独立的单元装置直接通过总线接到站控层。

站控层的主要功能就是作为数据集中处理和保护管理，担负着上传下达的重要任务，对下它可以管理各种间隔单元装置，包括微机监控、保护、自动装置等，收集各种数据并发出控制命令，起到数据集中作用，还可以通过现场总线完成对保护单元的自适应调整；对上则通过设立开放式结构的站级网络接口，与管理层建立联系，将数据传送给管理后台机或调度端，起到数据处理作用。

管理层由一台或多台微机组成，这种微机操作简单方便，界面汉化，使运行值班人员极易掌握，具体功能有：数据处理功能、画面显示功能、打印功能和谐波分析计算功能。

(2) 中、小型变电站的分层分布式集中组屏结构。

分层分布式系统集中组屏的结构是把整套综合自动化系统按其功能组装成多个屏（或称柜）。例如：主变压器保护屏（柜）线路保护屏、数据采集屏、出口屏等。一般来说，这些屏都集中安装在主控室中，为简单起见，把这种结构称为“分布集中式结构”，其系统结构如图 8-16 所示。

图中保护单元用的微机大多数为 16 位或 32 位单片机，保护单元是按对象划分的，即一回线或一组电容器各用一台单片机，再把各保护单元和数据采集单元分别安装于各保护屏和数据采集屏上，由监控主机集中对各屏（柜）进行管理，然后通过调制解调器与调度中心联系。

为了提高综合自动化系统整体的可靠性，图 8-17 所示的系统采用按功能划分的分布式多 CPU 系统，每个功能单元基本上由一个 CPU 组成，多数采用单片机，也有一个功能单元由多个 CPU 完成的，例如主变压器保护，有主保护和多种后备保护，因此往往由两个或两个以上 CPU 完成不同的保护功能，这种按功能设计的分散模块化结构具有软件相对简单、调试维护方便、组态灵活。系统整体可靠性高等特点。

由图 8-17 可知，在综合自动化系统的管理上，采取分层（级）管理的模式，即各保护功能单元由保护管理机直接管理。一台保护管理机可以管理 32 个单元模块。它们之间可以采用双绞线用 RS-485 接口连接，也可以通过现场总线连接；而交流采样，由数采控制机负责管理；开关屏和控制屏分别处理开入/开出的信息。保护管理机和数采控制机以及测量

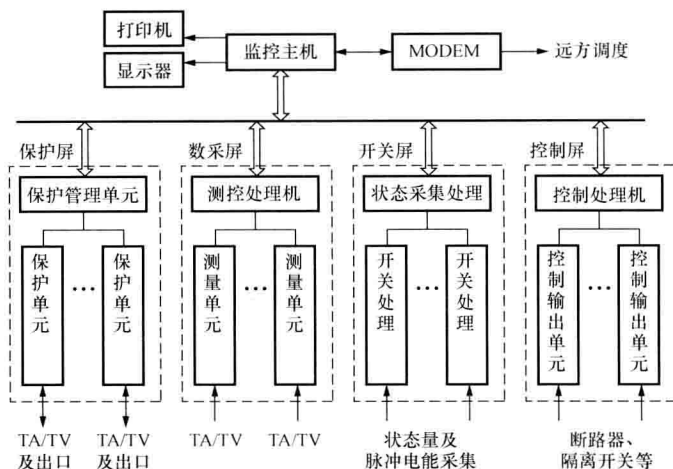


图 8-17 中小型变电站集中组屏综合自动化系统结构框图

处理机和控制处理机是处于站控层的第下结构。正常运行时，保护管理机监视各保护单元的工作情况，一旦发现某一保护单元本身工作不正常，立即报告监控机，并报告调度中心。如果某一保护单元有保护动作信息，也通过保护管理机，将保护动作信息送往监控机，再送往调度中心。调度中心或监控机也可通过保护管理机下达修改保护定值等命令。数采控制机和开关处理机则将数采单元和开关单元所采集的数据和开关状态送给监控机和送往调度中心，并接受由调度或监控下达的命令。总之，这第二层管理机的作用是可明显减轻监控机的负担，协助监控机承担对间隔层的管理。

变电站的监控主机或称上位机，通过局部网络与保护管理机和数采控制机以及控制处理机通信。监控机的作用是，在无人值班的变电站，主要负责与调度中心的通信；使变电站综合自动化系统具有 RTU 的功能，完成四遥的任务；在有人值班的变电站，除了仍然负责与调度中心通信外，还负责人机联系，使综合自动化系统通过监控机完成当地显示、制表打印、开关操作等功能。

(3) 大型变电站分层分布式集中组屏结构。

当然，图 8-17 所示的分级分布式的综合自动化系统只是一种典型的形式，各个厂家的产品在综合自动化系统结构上有所差异，但没有本质区别。例如，有的用于中、小型变电站的综合自动化系统是由数据采集控制机直接完成与调度通信的任务；用于大型变电站的综合自动化系统则在变电站管理层可能设有通信控制机，专业负责与调度中心通信，并设有工程师机，负责软件开发与管理功能，其结构图如图 8-18 所示。另外在功能间隔层可能还有各种录波装置等。

(4) 分层分布式集中组屏综合自动化系统结构特点。

1) 由于分层分布式结构配置，在功能上采用可以下放的尽量下放原则，凡是可以在本间隔层就地完成的功能，绝不依赖通信网。这样的系统结构与集中式系统比较，明显优点是：可靠性高，任一部分设备有故障时，只影响局部；可扩展性和灵活性高；站内二次电缆大大简化，节约投资也简化维护量。

2) 分布式系统为多 CPU 工作方式，各装置都有一定数据处理能力，从而大大减轻厂主控制机的负担。

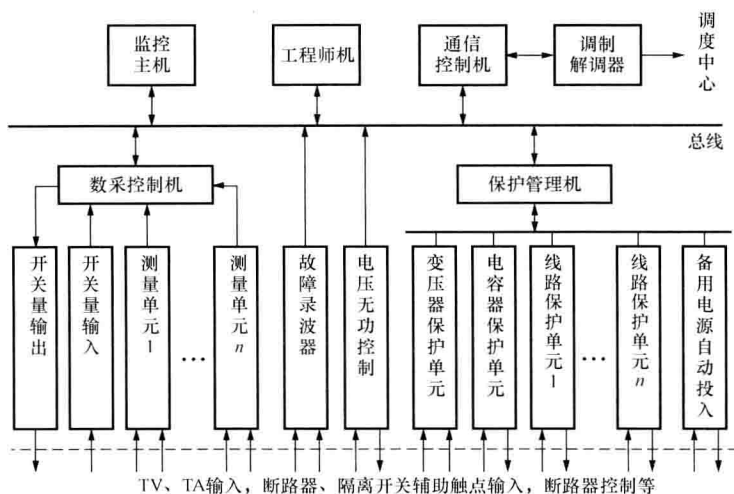


图 8-18 大型变电站分层分布式集中组屏综合自动化系统结构框图

3) 继电保护相对独立。继电保护装置是电力系统中对可靠性要求非常严格的设备，在综合自动化系统中，继电保护单元宜相对独立，其功能不依赖于通信网络或其他设备。各保护单元要有独立的电源，保护的输入应仍由电流互感器和电压互感器通过电缆连接，输出跳闸命令也要通过常规的控制电缆送至断路器的跳闸线圈，保护的起动、测量和逻辑功能独立实现，不依赖通信网络交换信息。保护装置通过通信网络与保护管理机传输的只是动作信息或记录数据。为了无人值班需要，也可通过通信接口实现远方读取和修改保护定值。

4) 实时检测数据和保护信息分别放在数据库中，调度中心直接从站控机中获取，为无人化建立了可靠的自动化监控系统。

5) 具有与系统控制中心通信功能。综合自动化系统本身具有对模拟量、开关量、电能脉冲量进行数据采集和处理的功能，也具有收集继电保护动作信息、事件顺序记录等功能，因此不必另设独立的 RTU 装置，不必为调度中心单独采集信息，而将综合自动化系统采集的信息直接传送给调度中心，同时也接受调度中心已下达的控制、操作命令和在线修改保护定值命令（目前对是否要由调度在线修改保护定值的问题，国内意见不一致）。并进一步发展从全电力系统的范围更好地考虑潮流、电压和稳定控制问题，虽然目前还不可能做到这一点，但是变电站综合自动化系统为实现以上功能提供了技术上的支持，可能今后会给电力系统带来很大的效益，这是变电站综合自动化的发展方向。目前生产这种结构形式的厂家和产品也比较多。

3. 分散分布式与集中相结合的综合自动化系统结构

这是目前国内外最为流行、受到广大用户欢迎的一种综合自动化系统。它是采用“面向对象”即面向电气一次回路或电气间隔按一条出线、一台变压器、一组电容器等进行设计的，间隔层中各数据采集、监控单元和保护单元做在一起，设计在同一机箱中，并将这种机箱就地分散安装在开关柜上或其他一次设备附近。这样各间隔单元的设备相互独立，仅通过光纤或电缆网络由站控机对它们进行管理和交换信息。这是将功能分布和物理分散两者有机结合的结果。通常，能在间隔层内完成的功能一般不依赖通信网络，如保护功能本身不依赖于通信网络。这就是分散式结构。这样组态模式集中了分布式的全部优点，此外还最大

限度地压缩了二次设备及其繁杂的二次电缆,节省土地投资。这种结构形式本身配置灵活,从安装配置上除了能够安装在间隔开关柜上以外,还可以实现在控制室内集中组屏或分层组屏,即一部分集中在低压开关室内分别组屏(如6~35kV的配电线路)等。这种将配电线路的保护和测控单元分散安装在开关柜内,而高压线路保护和主变压器保护装置等采用集中组屏的系统结构称为分散和集中相结合的结构。如图8-19所示。这种结构是目前国内外变电站综合自动化系统结构中最热门的、比较先进的模式之一。它不仅适合应用在各种电压等级的变电站中,而且若在高压变电站中应用将更趋于合理,经济效益更好。

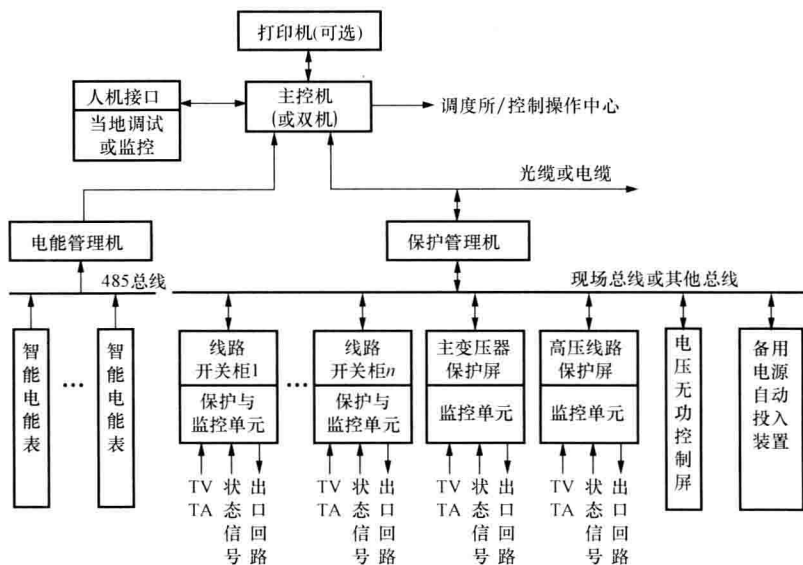


图 8-19 分散与集中相结合的变电站综合自动化系统结构框图

该结构形式的特点如下。

(1) 10~35kV 馈线保护采用分散式结构,就地安装,节约控制电缆,通过现场总线与保护管理机交换信息。

(2) 高压线路保护和变压器保护采用集中组屏结构,保护屏安装在控制室或保护室中,同样通过现场总线与保护管理机通信,使这些重要的保护装置处于比较好的工作环境,对可靠性比较有利。

(3) 其他自动装置中,备用电源自投控制装置和电压、无功综合控制装置采用集中组屏结构安装于控制室或保护室中。

(4) 为了保证电能计量的准确性,电能计量可采用以下两种方法解决。

1) 采用脉冲电能表,由电能量管理机采集各电能表的脉冲量,计量出电能量,然后送给监控主机,再转发给控制中心。

2) 采用带串行通信接口的智能型电能计量表,通过串行总线,由电能量管理机将采集的各电能量送往监控机,再传送给控制中心。

目前变电站综合自动化系统的功能和结构都在不断地向前发展,全分散式的结构一定是今后发展的方向,追其原因,主要是:①分层分散式的自动化系统的突出优点;②随着新设备、新技术的进展如电—光传感器和光纤通信技术的发展,使得原来只能集中组屏的高压线

路保护装置和主变压器保护也可以考虑安装于高压场附近,并利用日益发展的光纤技术和局域网技术,将这些分散在各开关柜的保护和集成功能模块联系起来,构成一个全分散化的综合自动化系统,为变电站实现高水平、高可靠性和低造价的无人值班创造更有利的技术条件。

8.4.4 配电网自动化简介

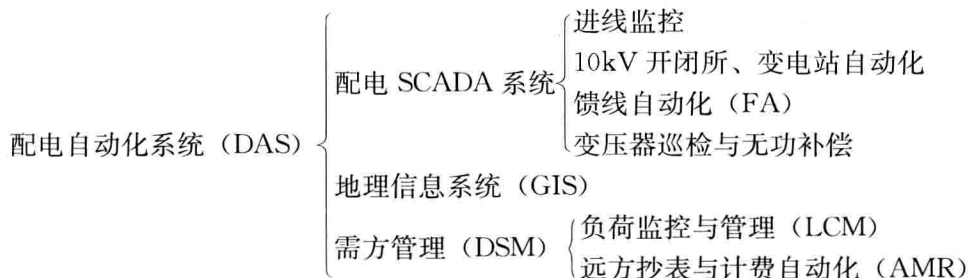
随着城乡电网建设与改造的深入进行,提高配电网自动化水平的呼声越来越高。本书仅简要介绍了配电网自动化的基本概念及组成,详细内容请参考相关书籍。

1. 配电网自动化的定义

配电网自动化是利用计算机技术、现代电子技术和通信技术,将配电网在线数据和离线数据、配电网数据和用户数据、电网结构和地理图形进行信息集成,构成完整的自动化系统,实现配电网及其设备正常运行及事故状态下的监测、保护、控制以及用电和配电管理的自动化,使配电网始终处于安全、可靠、优质、经济、高效的最优运行状态。

2. 配电网自动化的内容

为了与输电网自动化的能量管理系统(Energy Management System, EMS)相对应,通常把从变电、配电到用电过程的监视、控制和管理的综合配电网自动化系统,称为配电管理系统(Distribution Management System, DMS)。从事电力工作的广大业内人士一般将EMS概括为计算机硬件+SCADA软件+PAS软件,其中SCADA为数据采集与监控(Supervisory Control and Data Acquisition),PAS为电力系统应用软件(Power Application Software),也称为高级应用软件。类似地,可以把DMS概括为计算机硬件+配电SCADA+DPAS软件+配电管理,其中DPAS是指配电系统高级应用软件。由此可见,DMS比EMS包括的内容更要广泛。而本书讨论的配电自动化系统(Distribution Automation System, DAS)是DMS中最主要的内容,它是一种可以使配电企业在远方以实时方式监视、协调和操作配电设备的自动化系统,它所包括的内容如下。



(1) 配电 SCADA 系统。配电 SCADA 系统,即配电网数据采集与监控系统,它采集安装在各个配电设备处的终端单元上报的实时数据,并使调度员能够在控制中心遥控现场设备,它一般包括数据库管理、数据采集、数据处理、远方监控、报警处理、历史数据管理以及报表生成等功能。SCADA 包括配电网进线监控、配电变电站自动化、馈线自动化和配电变压器巡检及无功补偿四个部分。其中,配电网进线监控是指对配电网进线变电站开关位置、保护动作信号、母线电压、线路电流、有功和无功功率以及电能量的监视。馈线自动化(Feeder Automation, FA)是指在正常情况下,远方实时监视馈线分段开关与联络开关的状态和馈线电流、电压情况,并实现线路开关的远方合闸和分闸操作;在故障时获取故障记录,并自动判别和隔离馈线故障区段以及恢复对非故障区域供电。开闭所和配电变电站自动

化 (Substation Automation, SA) 是指对配电网中 10kV 开闭所和小区变电站的开关位置、保护动作信号、小电流接地选线情况、母线电压、线路电流、有功和无功功率以及电能量的远方监视、开关远方控制、变压器远方有载调压等。变压器巡检是指对配电网中变压器、箱式变电站的参数进行远方监视,无功补偿是指对补偿电容器进行自动投切和远方投切等。

(2) 地理信息系统。地理信息系统 (Geographical Information System, GIS) 是将配电网设备的地理位置与一些属性数据库 (如用户信息、需方管理上报的实时数据等) 结合,以便操作和管理人员更加直观地进行配电网的动态分析和运行管理。配电自动化中的 GIS 主要包括设备管理、用户信息系统、SCADA 功能及故障信息显示等。其中,设备管理 (Facilities Management, FM) 是指将变电站、馈线、变压器、开关、电杆等设备的技术数据反映在地理背景图上,便于进行设备及其静态信息的查询。用户信息系统 (Customer Information System, CIS) 是指借助 CIS 对大量用户信息,如用户名称、地址、账号、电话、用电量和负荷、供电优先级、停电记录等进行处理,以便于迅速判断故障的影响范围,而用电量和负荷的统计信息还可作为网络潮流分析的依据。SCADA 功能及故障信息显示是指 GIS 通过调用 CIS 和 SCADA 功能,迅速查明故障地点和影响范围,选择合理的操作顺序和路径,并自动显示故障处理过程的进展信息。

(3) 需方管理。需方管理 (Demand Side Management, DSM), 是指电力的供需双方对用电市场进行管理,以达到提高供电可靠性,减少能源消耗及供需双方的费用支出的目的。其内容包括负荷监控与管理、远方抄表与计费自动化两个方面。其中,负荷监控与管理 (Load Control Management, LCM) 是根据用户情况进行综合分析,确定最优运行和负荷控制计划,对集中负荷及部分工厂用电负荷继续监视、控制和管理,通过合理的电价结构引导用户转移负荷,平坦负荷曲线,降低运行成本,实现负荷均衡化;远方抄表与计费自动化 (Automatic Meter Reading, AMR) 是指通过各种通信手段读取远方用户电表数据,并将其传至控制中心,自动生成电费报表或曲线等。

3. 实施配电网自动化的目的和意义

实施配电网自动化的主要目的在于:当配网发生故障或异常运行时,迅速查出故障区段及异常情况,快速隔离故障区段,及时恢复非故障区域用户的供电,缩短对用户的停电时间,减少停电面积。在正常运行情况下,通过监视配电网运行工况,优化配电网运行方式;根据配电网电压合理控制无功功率和电压水平,改善供电质量,达到经济运行目的;合理控制用电负荷,提高设备利用率;自动抄表计费,保证抄表计费的及时和准确,提高企业的经济效益和工作效率,降低劳动强度,达到减员增效的目的;提高管理现代化水平和服务质量,并可为用户提供自动化的用电信息服务等。

本章小结

本章介绍了几种常用的自动装置,输电线路自动重合闸装置、备用电源自动投入装置和按频率自动减负荷装置,重点介绍它们的作用、基本要求以及工作原理。

电气式三相一次自动重合闸装置的构成,包括起动回路、时间元件、合闸脉冲元件和执

行元件四个部分,会分析装置的工作原理,了解其参数整定原则。双侧电源线路的自动重合闸要考虑由于双侧电源供电带来的特殊问题,双侧电源线路自动重合闸方式的定义和适用条件,会分析检定无压和检定同期的三相自动重合闸的工作原理,了解同步继电器的工作原理。

理解自动重合闸前加速保护和后加速保护的概念,注意区分加速保护动作的时刻。弄清在自动重合闸前加速保护和自动重合闸后加速保护方式下,继电保护的配置和自动重合闸的配置,会分析它们的动作过程及特点。对综合自动重合闸要熟悉各种工作方式及其定义,了解综合重合闸的特殊问题。

掌握备用电源自动投入装置的定义、作用及在一次系统中的使用情况,理解对 AAT 装置的基本要求以及 AAT 装置的构成,会分析典型接线的工作原理和典型接线是如何满足基本要求的,在分析过程中要特别注意低电压继电器、过电压继电器、时间继电器、闭锁继电器等的作用,理解相应的参数整定原则。

理解在电力系统装设按频率自动减负荷装置的意义,理解恢复频率的含义、AFL 装置接入最大负荷的确定、切除负荷的分级实现、各级动作频率的确定以及为何要设置附加级等,熟悉 AFL 装置误动作的原因及各种防误措施。

常规变电站的缺点:①安全性、可靠性不高;②电能质量可控性不高;③占地面积大;④实时计算和控制性不高;⑤维护工作量大。

变电站综合自动化是将变电站的二次设备经过功能的组合和优化,利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和信号处理技术,实现对全变电站的主要设备和输配电线路的自动监视、测量、自动控制和微机保护,以及与调度通信等综合性的自动化功能。

变电站综合自动化系统的基本功能:①继电保护的功能;②监视控制功能;③自动控制功能;④远动及数据通信功能。

变电站综合自动化系统的结构形式有集中式、分布式、分散(层)分布式;从安装物理位置上来划分有集中组屏、分层组屏和分散在一次设备间隔设备上安装等形式。

配电网自动化是利用计算机技术、现代电子技术和通信技术,将配电网在线数据和离线数据、配电网数据和用户数据、电网结构和地理图形进行信息集成,构成完整的自动化系统,实现配电网及其设备正常运行及事故状态下的监测、保护、控制以及用电和配电管理的自动化,使配电网始终处于安全、可靠、优质、经济、高效的最优运行状态。

配电系统自动化由配电 SCADA 系统、地理信息系统和需方管理三部分组成。

思 考 题

- 8-1 对自动重合闸装置有哪些基本要求?
- 8-2 如何保证三相一次自动重合闸只重合一次?
- 8-3 对双侧电源线路自动重合闸要考虑哪些特殊问题?
- 8-4 解释非同期自动重合闸和快速自动重合闸,采用它们各应具备哪些条件?
- 8-5 试画出检定无压和检定同期重合闸的起动回路,说明如何使用?

- 8-6 简要说明同步继电器的工作原理。
- 8-7 分别解释重合闸前加速和重合闸后加速,并说明其优缺点。
- 8-8 什么叫备用电源自动投入装置?有何主要作用?
- 8-9 何谓明备用?何谓暗备用?试绘图说明。
- 8-10 对 AAT 装置有哪些基本要求?相应采取哪些措施?
- 8-11 确定 AAT 动作速度时应考虑哪些因素?
- 8-12 AAT 装置由哪两部分构成?各有什么作用?
- 8-13 何谓负荷的频率调节效应?它对系统频率有何作用?
- 8-14 什么是负荷的静态频率特性?什么是电力系统的动态频率特性?
- 8-15 AFL 装置的作用是什么?
- 8-16 如何确定 AFL 装置首、末级动作频率?
- 8-17 AFL 装置为何要设置附加级?附加级的动作频率和动作时间如何确定?
- 8-18 变电站综合自动化系统的基本概念是什么?有哪些基本功能?
- 8-19 变电站综合自动化系统典型结构有哪几种?结构特征分别是什么?优缺点有哪些?
- 8-20 什么是配电网自动化?配电自动化系统由哪几部分组成?

第9章 同步发电机的励磁调节系统与自动并列装置

9.1 同步发电机励磁调节系统概述

同步发电机是电力系统的主要设备，它将旋转的机械功率转换成电磁功率。为完成这一转换，必须在发电机内建立一个旋转磁场，具体是在发电机的转子绕组（又称励磁绕组）中，通以直流电流（又称励磁电流），产生相对转子静止磁场，转子在原动机的拖动下旋转，形成旋转磁场。励磁电流的大小决定了发电机的空载电动势 E_G 的大小，直接影响发电机的运行性能。

专门为同步发电机提供励磁电流的设备，即与同步发电机转子电压的建立、调整以及必要时使其消失有关的设备，统称为励磁系统。所以同步发电机的励磁系统是由励磁功率单元和自动调节励磁装置（AER）组成，如图 9-1 所示。励磁功率单元向同步发电机励磁绕组 GLE 提供直流励磁电流，自动调节励磁装置 AER 根据机端电压的变化控制励磁功率单元的输出，

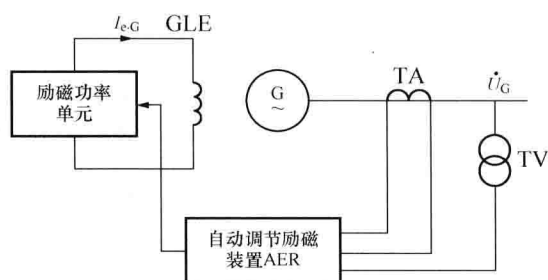


图 9-1 同步发电机励磁调节系统框图

从而达到调节励磁电流的目的。励磁系统是由励磁调节器、励磁功率单元和发电机构成的一个反馈控制系统。

9.1.1 同步发电机励磁控制系统的任务

励磁控制系统的主要任务是向发电机的励磁绕组提供一个可调的直流电流（或电压），以满足发电机正常发电和电力系统安全运行的需要。

无论在稳态运行还是在暂态过程中，同步发电机运行状态都在很大程度上与励磁有关。对发电机的励磁进行调节和控制，不仅可以保证发电机及电力系统的可靠性、安全性和稳定性，而且可以提高发电机及电力系统的技术经济指标。励磁系统的主要任务有以下几个方面。

1. 控制机端电压

电力系统正常运行时，负荷随机波动，随着负荷的波动，需要对励磁电流进行调节，以维持机端电压或系统中某点电压在给定水平，所以励磁系统担负着维持电压水平的任务。为便于分析，下面讨论单机运行系统，如图 9-2 所示。

发电机感应电动势 \dot{E}_G 与机端电压 \dot{U}_G 的关系为

$$\dot{E}_G = \dot{U}_G + j\dot{I}_G X_d \quad (9-1)$$

式中 \dot{I}_G —— 发电机定子电流；

X_d —— 发电机直轴同步电抗。

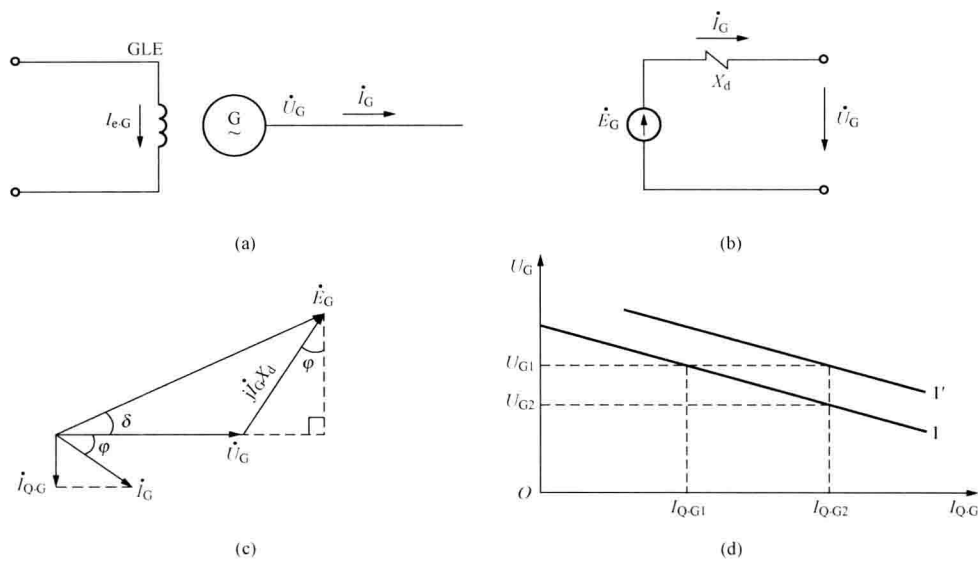


图 9-2 单机运行系统
(a) 一次系统; (b) 等值电路; (c) 相量图; (d) 同步发电机的外特性

由图 9-2 (c) 可将 \dot{E}_G 与 \dot{U}_G 的幅值关系表示为

$$E_G \cos \delta = U_G + I_{Q.G} X_d \tag{9-2}$$

式中 δ —— \dot{E}_G 与 \dot{U}_G 间相角, 即发电机功率角;

$I_{Q.G}$ ——发电机的无功电流。

由于 δ 的值一般很小, 可以认为 $\cos \delta \approx 1$, 则

$$E_G \approx U_G + I_{Q.G} X_d \tag{9-3}$$

式 (9-3) 表明, 在励磁电流不变时 (即 $\Delta E_G = 0$), 无功负荷的变化是造成机端电压偏离感应电动势 \dot{E}_G 的主要原因, 由式 (9-3) 可作出发电机的外特性 (即 U_G 与 $I_{Q.G}$ 的关系曲线), 如图 9-2 (d) 所示, 当发电机的无功电流 $I_{Q.G}$ 从 $I_{Q.G1}$ 增大到 $I_{Q.G2}$ 时, 相应机端电压 U_G 从 U_{G1} 下降到 U_{G2} 。如果要维持 U_G 不变, 则应增加励磁电流, 使外特性曲线 1 向上平移至曲线 1'。

综上所述, 对于单机运行的发电机, 引起机端电压变化的主要原因是无功负荷的变化, 要保持机端电压不变, 必须相应地调节发电机的励磁电流。

2. 调节机组间无功功率的分配

为便于分析, 设同步发电机与无限大容量母线并联运行, 如图 9-3 所示, 发电机端电压不随负荷变化, 是一个恒定值, 系统等值电抗为零。

由于发电机输出的有功功率 P 只受调速器控制, 与发电机的励磁电流大小无关, 故无论励磁电流如何变化, 发电机的有功功率 P 均为常数, 即

$$P = U_G I_G \cos \varphi = \text{常数} \tag{9-4}$$

式中 φ ——功率因数角。

发电机输出的有功功率又可表示为

$$P = \frac{E_G U_G}{X_d} \sin \delta = \text{常数} \quad (9-5)$$

计及 $U_G = \text{常数}$, X_d 不变时, 式 (9-4) 和式 (9-5) 可写成

$$I_G \cos \varphi = \text{常数} \quad (9-6)$$

$$E_G \sin \delta = \text{常数} \quad (9-7)$$

图 9-3 (b) 示出了三种不同励磁电流值时的相应各电气分量。当励磁电流变化时, \dot{E}_G 终端变化轨迹为平行于 \dot{U}_G 的 $\overline{A1A2}$ 线段, 相应定子电流的变化轨迹为 $\overline{B1B2}$ 线段, 励磁电流增大, 电动势 \dot{E}_G 增大为 \dot{E}_{G1} , 相应定子电流 \dot{I}_G 增大为 \dot{I}_{G1} , 无功电流 $I_{Q \cdot G}$ 增大为 $I_{Q \cdot G1}$; 励磁电流减小, \dot{E}_G 减小为 \dot{E}_{G2} , 相应 \dot{I}_G 减小为 \dot{I}_{G2} , $I_{Q \cdot G}$ 减小为 $I_{Q \cdot G2}$ 。可见, 励磁电流变化时, 发电机发出的无功功率 ($I_{Q \cdot G} U_G$) 随之变化。

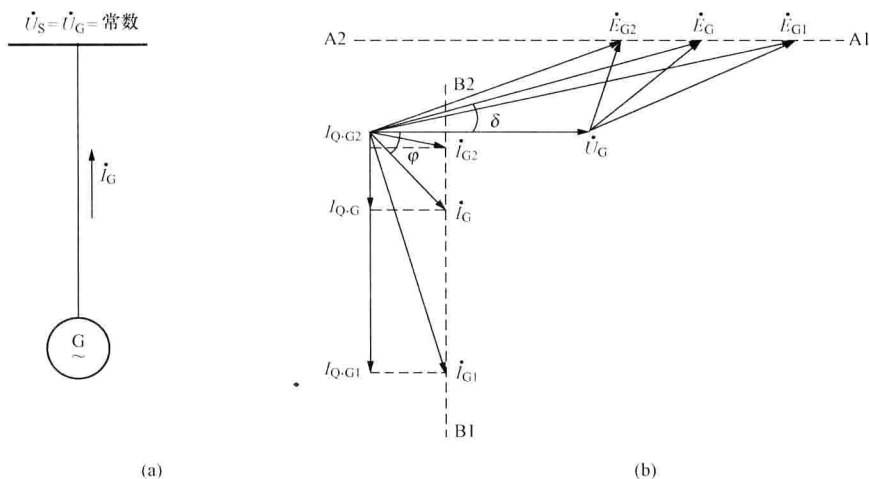


图 9-3 同步发电机与无穷大电网并联运行

(a) 一次电路; (b) 相量图 ($P = \text{常数}$)

发电机接于无穷大容量电网时, 调节其励磁电流只能改变其输出的无功功率。励磁电流过小, 发电机将从系统中吸收无功功率。在实际运行中, 发电机并联的母线并不是无限大系统, 系统电压将随负荷波动而变化, 改变其中一台发电机的励磁电流不但影响其本身的电压和无功功率, 而且也影响与其并联运行机组的无功功率。所以同步发电机励磁调节系统还担负着合理分配并联运行机组间无功功率的任务。

3. 提高同步发电机并联运行的稳定性

保证同步发电机稳定运行是保证电力系统供电可靠性的首要条件。电力系统在运行中随时都可能遭受各种干扰, 受到扰动后, 发电机组能够恢复到原来的运行状态或者过渡到一个新的运行状态, 则称系统是稳定的。其主要标志是在暂态过程结束后, 同步发电机能维持或恢复同步运行。通常把电力系统稳定性问题分为三类, 即静态稳定性 (Steady State Stability)、瞬态稳定性 (Transient Stability) 及动态稳定性 (Dynamic Stability) 问题。

电力系统在正常运行状态下, 经受微小扰动后恢复到原来运行状态的能力, 称为静态稳定; 当电力系统在某一正常运行方式下突然遭受大的扰动 (例如高压电网发生短路或发电机被切除) 后, 能否过渡到一个新的稳定运行状态、或者恢复到原来运行状态的能力, 称为暂

态稳定；电力系统受到小的或大的扰动后，计及自动调节和控制装置作用的长过程的运行稳定问题称为动态稳定。在某些场合，后两种稳定性问题也统称为动态稳定性问题。

在分析电力系统稳定性时，无论是静态稳定或动态稳定，在数学模型表达式中总会有发电机的空载电动势 E_q ，而 E_q 与励磁电流有关，所以励磁控制系统是通过改变励磁电流从而改变 E_q 来改善系统的稳定性的。励磁控制系统对动态稳定的改善也有显著的作用（详见相关书籍，本书限于篇幅不再介绍）。

下面分别讨论励磁调节系统对静态稳定和暂态稳定的影响。

(1) 对改善静态稳定的影响。图 9-4 (a) 所示为一简单的电力系统接线图，同步发电机经过升压变压器、输电线路与系统连接。设系统母线电压恒定，系统等值网络如图 9-4 (b) 所示。

发电机向系统送出的有功功率 P 可表示为

$$P = \frac{E_q U}{X_\Sigma} \sin \delta \tag{9-8}$$

式中 E_q ——发电机空载电动势；

U ——无限大容量母线电压；

δ ——发电机空载电动势 \dot{E}_q 与系统母线电压 \dot{U}_G 间的相角，即功率角；

X_Σ ——系统总电抗，一般为发电机、变压器和输电线路电抗之和， $X_\Sigma = X_d + X_T + X_L$ 。

对应于某一固定空载电动势 E_q 时， P 是 δ 的函数， $P(\delta)$ 关系曲线如图 9-5 所示，称为同步发电机的功角特性或隐极发电机的功率特性。

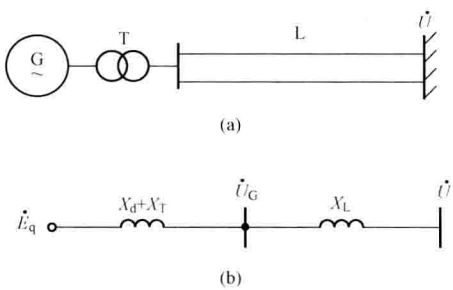


图 9-4 单机与系统连接网络
(a) 接线图；(b) 等值网络

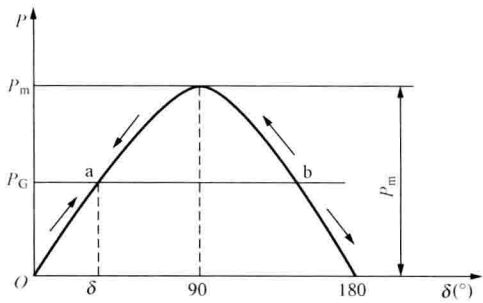


图 9-5 励磁不调节的隐极发电机的功率特性曲线

众所周知，在 $\delta < 90^\circ$ 时，即在功率特性曲线的上升段运行时（如图 9-5 中的 a 点），发电机是静态稳定的（a 点是稳定平衡点）。在 $\delta > 90^\circ$ 时，即在特性曲线的下降段运行时（如图 9-5 中的 b 点），则发电机是不稳定的（b 点是不稳定平衡点）。

由此可见，在励磁不调节的情况下，从静态稳定性看，极限功率角为 $\delta = 90^\circ$ ，理想的功率极限 $P_m = E_q U / X_\Sigma$ 。但是为了可靠起见，应留有一定的裕度，实际运行点往往比功率极限低些。设 P_0 为实际输出的功率，则比值

$$K_P = \frac{P_m - P_0}{P_0} \times 100\% \tag{9-9}$$

称为该运行工况下的静态稳定储备系数。

如果励磁系统具有按电压偏差调节的励磁调节器,并设发电机开始时运行在功率特性曲线的a点。从电力系统理论分析得知,若励磁不变,即 E_q 不变,则 δ 增加时,发电机负荷电流增加,发电机端电压 U_G 要减小一些。这时励磁调节器要增加发电机励磁,使 E_q 增大,运行点将过渡到波幅较高的另一功率特性曲线上。同理,当角度 δ 再增加,励磁调节器又增加发电机励磁,运行点又将过渡到波幅更高的一条功率特性曲线上。这样,具有自动励磁调节时,由波幅连续增高的一簇功率特性曲线上的各运行点构成了一条新的功率特性曲线,如图9-6所示的曲线A。

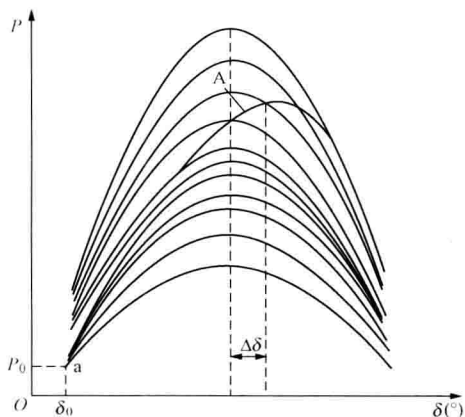


图 9-6 发电机实际运行曲线

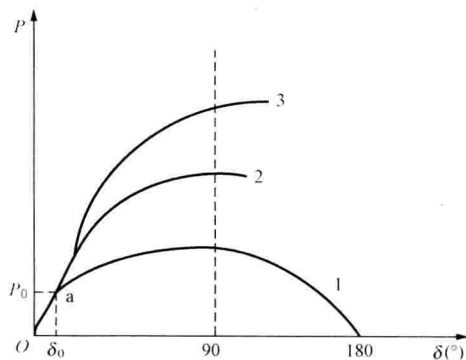


图 9-7 不同励磁系统对功率特性的影响

图 9-7 中画出了几条有代表性的功率特性曲线,其中曲线 1 为不调节励磁的功率特性;曲线 2 代表具有比较灵敏、快速的励磁调节器,能保持 E_q 恒定的功率特性;曲线 3 代表具有理想灵敏度和快速性的励磁调节、能保持发电机端电压恒定的功率特性,它是一条理想的、波幅最高的功率特性曲线,实际上只能做到接近这条曲线。

自动励磁调节器按电压偏差调节的放大倍数越大,发电机维持机端电压不变的能力越强, E_q 增加越大,功率特性曲线波幅越高,发电机的稳定极限功率就越大。

图 9-7 表明,有了自动励磁调节后,如果仍按功率 P_0 运行,则提高了静稳定储备;如果按规定的静稳定储备系数运行,则可增大发电机的输送功率。

由以上分析可见,性能优良的励磁系统,改善了实际的运行功率特性,提高了功率极限,而且可以扩大稳定区,使同步发电机能在 $\delta > 90^\circ$ 的区段运行。通常把这一区段称为人工稳定区,即由于采用了增大励磁调节而将原来不稳定的工作区变为稳定的工作区。

(2) 励磁控制系统对暂态稳定的作用。提高励磁系统的强励能力(即提高电压强励倍数和励磁电压上升速度),被认为是提高电力系统暂态稳定性最经济、最有效的手段之一。随着继电保护和断路器动作速度的提高,强励对暂态稳定的作用有所减小(因强励作用的时间缩短了)。但强励对远距离输电的发电机仍是十分重要的。

图 9-8 所示为发电机对于故障状态响应的典型特性。如图 9-8 (b) 所示,从初始运行状态(曲线 I 点 a)开始,传输线出现故障引起发电机输出的电功率急剧地减少(曲线 III 点 1),电功率和原动机机械功率之间的差值引起发电机转子相对于系统加速,随之功率角不断

增大(曲线Ⅲ点2)。当故障切除后(一回线跳开),电功率恢复到与功角特性曲线Ⅱ上某点(点3)相应的水平。

图9-8(b)中功角特性曲线Ⅰ对应于故障前双回线运行;曲线Ⅱ对应于故障后一回线运行;曲线Ⅲ对应于一回线故障时的运行状况。故障清除后,发电机输出的功率大于汽轮机功率,使机组减速,结果等于在故障期间获得的加速转矩(加速动能)不断减少。如果故障清除后有足够的减速转矩去抵消故障期间的加速转矩,那么发电机就是关于第一摇摆稳定的。在图9-8(b)中,相当于减速面积3456大于加速面积a124,系统是暂态稳定的。否则,如图9-8(c)所示,加速面积a124大于减速面积345,系统就是暂态不稳定的。

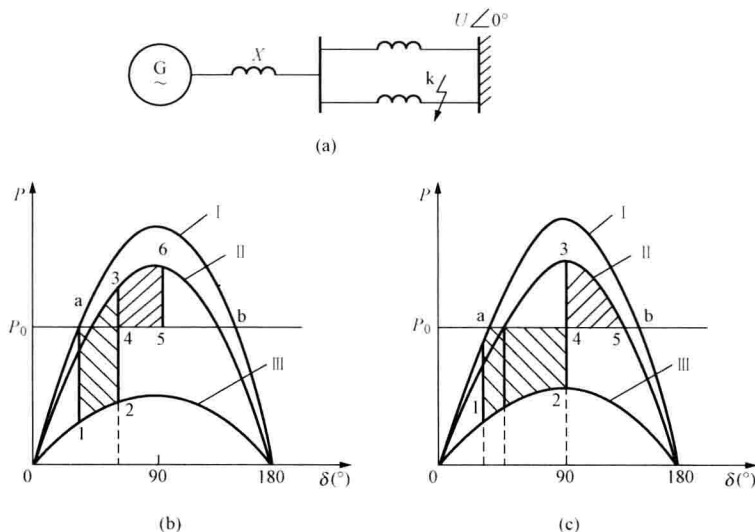


图9-8 说明暂态稳定的网络图和功角特性

(a) 网络图; (b) 暂态稳定; (c) 暂态不稳定

故障期间和故障切除后,励磁系统施加的作用是,力图促使发电机的电动势 E_q 上升而增加电功率输出,使 P_m 增加,功角特性幅值增大,即增加了减速转矩。

4. 励磁系统能改善电力系统的运行条件

当电力系统由于种种原因,出现短时低电压时,励磁自动控制系统可以发挥其调节功能,即大幅度地增加励磁,以提高电压。这在下述情况下可以改善系统的运行条件。

(1) 改善感应电动机的自启动条件。电网发生短路等故障时,电压下降,使大多数用户的电动机处于制动状态。故障切除后,由于电动机自启动要吸收大量的无功功率,以致延缓了电网电压的恢复过程。发电机强行励磁作用可以加速电网电压的恢复,从而有效地改善了电动机的运行、自启动条件。

(2) 为发电机异步运行创造条件。同步发电机失去励磁时,需要从系统中吸收大量的无功功率,造成系统电压大幅度下降,严重时危及系统的安全运行。在此情况下,如果系统中其他发电机组能提供足够的无功功率维持系统电压水平,则失磁的发电机还可以在一定时间内以异步运行方式维持运行,这不但可以确保系统安全运行而且有利于机组热力设备的运行。

(3) 提高继电保护动作的灵敏度。当系统处于低负荷运行状态时,发电机的励磁电流不

大,若此时系统发生短路故障,其短路电流较小,且随时间衰减,以致带时限的继电保护不能正确工作。自动励磁调节系统可以通过调节发电机励磁以增大短路电流,使继电保护正确工作。

5. 水轮发电机组要求强行减磁

当水轮发电机组发生故障突然跳闸时,由于它的调速系统具有较大的惯性,不能迅速关闭导水叶,因而会使转速急剧上升。如果不采取措施迅速降低发电机的励磁电流,则发电机电压有可能升高到危及定子绝缘的程度。所以,在这种情况下,要求自动励磁调节系统能实现强行减磁。

9.1.2 同步发电机励磁控制系统的基本要求

前面已经分析了同步发电机励磁自动控制系统的主要任务,这些任务主要由励磁系统来实现。励磁系统主要是由励磁功率单元和励磁调节器两部分组成的。为了充分发挥它们的作用,完成发电机励磁自动控制系统的各项任务,对励磁功率单元和励磁调节器性能分别提出如下要求。

1. 对励磁调节器的要求

(1) 应有足够的电压调节精度与电压调节范围。系统正常运行时,励磁调节器应能反映发电机电压的高低,以维持发电机电压在给定水平。通常认为,自动励磁调节器应能保证同步发电机端电压静差率为:对半导体型装置,要求小于1%;对电磁型装置,要求小于3%。

励磁调节系统应能合理分配并联运行发电机组的无功功率,为此,自动励磁调节装置应保证发电机端电压调差率的调差范围为:对半导体型装置,要求在 $\pm 10\%$ 范围内,对电磁型的,要求在 $\pm 5\%$ 范围内。

(2) 励磁系统应在工作范围内无失灵区。对远距离输电的发电机组,为了能在人工稳定区域内运行,要求励磁调节器没有失灵区。

(3) 应有足够的强励持续时间。励磁系统的强励励磁时间主要受所在系统稳定计算与继电保护动作的要求及发电机转子和励磁功率单元温度值的限制。对空气冷却发电机一般不小于50s,采用晶闸管励磁时,一般为10~20s。

(4) 励磁系统应有快速动作的灭磁性能。当发电机内部故障或停机时,快速动作的灭磁性能可迅速将磁场减小到最低,保障发电机的安全。

2. 对励磁功率单元的要求

具有足够的励磁顶值电压和电压上升速度。从改善电力系统的运行条件和提高电力系统暂态稳定性来看,希望励磁系统具有较大的强励能力和快速的响应能力。反映励磁系统强励性能的主要指标如下。

(1) 励磁电压响应比。励磁电压响应比是由电机制造厂提供的说明发电机转子磁场建立过程的粗略参数。反映了励磁机磁场建立速度的快慢。

一般地说,在暂态稳定过程中,发电机功率角摇摆到第一个周期最大值的时间约为0.4~0.7s,所以,通常将励磁电压在最初0.5s内上升的平均速度定义为励磁电压响应比。

(2) 励磁电压强励倍数。强励倍数是在强励期间励磁功率单元可能提供的最高输出电压 U_{Emax} 与发电机额定励磁电压 U_{EN} 之比。强励倍数高,可使 E_q 升高,使输出功率增加,从而增大减速转矩,使功角 δ 摆动大幅度减小,有利于暂态稳定。强励倍数一般为2.0左右。它主要受到造价和结构的制约。

一般大容量机组往往采用快速励磁系统，用响应时间作为动态性能评定指标。励磁系统电压响应时间，是指发电机励磁电压为额定励磁电压 U_E 时，从施加阶跃信号起，至励磁电压达到最大励磁电压 U_{Emax} 与额定励磁电压之差的 95% 所花费的时间。

励磁系统电压响应时间等于或小于 0.1s 的励磁系统，称为高起始响应的励磁系统。静止晶闸管励磁系统属于高起始响应的励磁系统。

9.2 同步发电机励磁调节装置

9.2.1 励磁调节器的基本概念

励磁调节器的主要功能是维持发电机端电压和实现并联运行机组间无功功率的合理分配。

如图 9-9 所示的励磁调节系统中，在没有励磁调节装置之前，发电机是依靠人工不断调整 R_c 。当运行人员通过仪表观察到发电机电压偏低时，就去减小 R_c ，增大励磁机的电压，从而增大励磁电流 I_E ，使电压上升到额定值附近；反之，若发现发电机电压偏高，则去增大 R_c ，励磁机的电压减小，从而减小励磁电流 I_E ，使发电机电压降低到额定值附近。由此可以看出励磁系统通过人工、测量仪表和发电机构成了一个闭合的反馈系统。这种直接根据电压偏差大小的调节方式称为比例式调节方式，也是励磁调节最常用的方式。

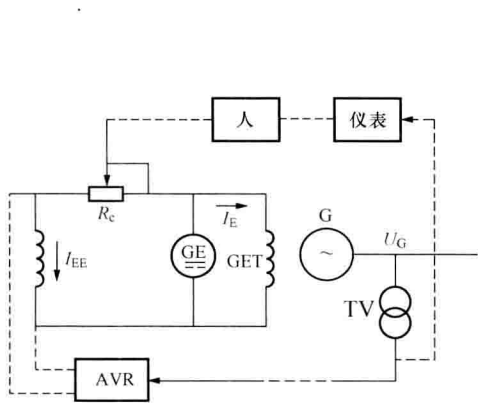


图 9-9 励磁调节过程说明图

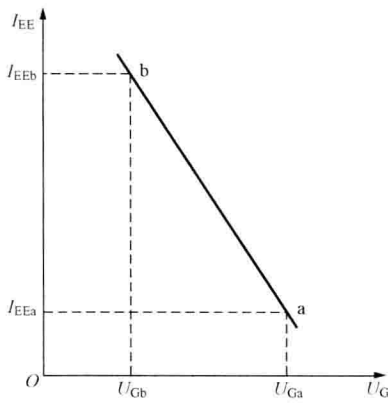


图 9-10 比例式励磁调节器的工作特性

比例式自动励磁调节器 AVR 可以仿照人工调节自动完成励磁调节任务。此时，保持 R_c 在固定位置，AVR 测量发电机端电压 U_G ，并反映其与给定值的偏差。输出信号与电压偏差大小成比例。

AVR 的工作特性如图 9-10 所示的 ab 段来表示。当发电机电压升高时，AVR 使励磁电流减小；反之，当发电机电压降低时，励磁电流增大。图中 $U_{Gb} \sim U_{Ga}$ 是发电机电压正常运行时允许的电压变化范围，这个范围很小，一般不超过 5%。

图 9-11 所示为最基本的自动励磁调节原理框图。图中每个环节的具体电路及工作特性，根据所采用的元件、材料的不同会有差异，但其基本构成环节及各环节的功能大致相同。图 9-11 所示系统的基本工作原理是：将测得的发电机端电压与基准电压进行比较，用其差值作为前置级至功率放大级的输入信息，最后在功率放大级的末端输出一个与此差值反

向的励磁调整电流,使调节器的输入量 U_G 与输出量 I_{EF} 之间达到图 9-10 中 ab 段表示的比例关系。

9.2.2 半导体自动励磁调节装置的工作原理

1. 半导体自动励磁调节器的基本结构

半导体自动励磁系统的基本原理框图如图 9-11 所示。半导体励磁调节装置中广泛采用了晶闸管整流,晶闸管自动励磁调节器的框图如图 9-12 所示。自动励磁调节器由调差、测量比较、综合放大、同步与移相触发及可控整流环节组成。这些主要环节起到实现电压调节和无功功率分配等最基本的功能。而辅助控制是为满足发电机不同工况,改善电力系统稳定性和改善励磁系统动态特性而设置的单元。当自动励磁调节装置退出后,由自动切换装置将手控单元投入。

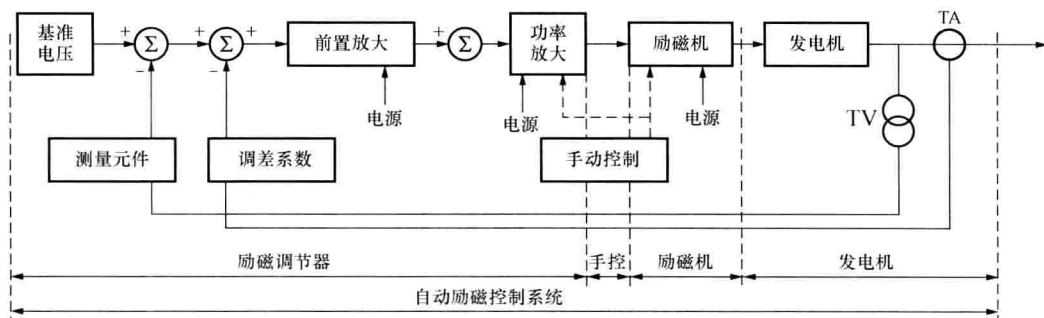


图 9-11 自动励磁系统的基本原理框图

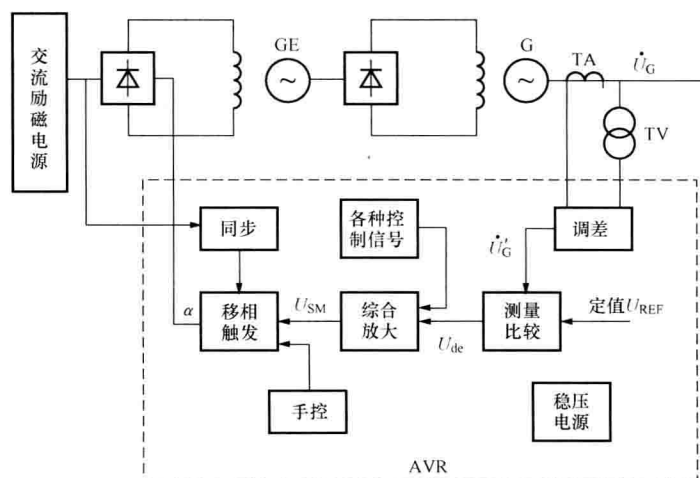


图 9-12 晶闸管励磁调节系统结构图

自动励磁调节器的工作过程简述如下:当发电机电压 U_G 变化,例如 U_G 升高时,经调差、测量比较环节得到正比于发电机电压变化量的 U_{de} ,经综合放大环节得到 U_{SM} , U_{SM} 作用于移相触发环节,控制晶闸管控制极上触发脉冲 α 的变化,使其增大,减小了可控输出的直流即减小了励磁电流,使发电机端电压下降到正常。反之, U_G 下降, α 减小,增大励磁使 U_G 上升到正常值。

2. 励磁调节器的工作原理

(1) 测量比较环节。

1) 测量比较环节的作用是测量发电机电压并将之转变成直流电压，再与给定的基准电压相比较，得出电压偏差信号。

对测量比较环节的要求是，对被测量电压灵敏度高、时滞小，能及时反应发电机电压的变化；给定的基准电压稳定精确，并有足够的调节范围；输入电压与输出电压之间为线性关系；输出电压的波纹小；整个环节不受系统频率的影响。

2) 测量比较环节主要由电压测量和比较整定电路组成，其原理图如图 9-13 所示。

a) 电压测量。电压测量是将发电机端三相合成电压降压、整流、滤波后转换成一较小波纹的直流电压。如图 9-13 所示，电位器 R_1 、 R_2 和 R_3 对电压调节范围的上下限及电压偏差检测器的增益均有影响，因此调定后不应随意再作改变。

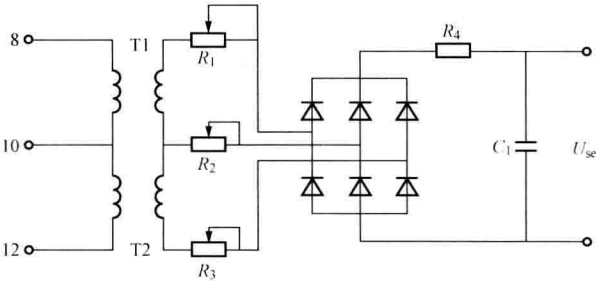


图 9-13 电压测量环节原理图

b) 比较整定电路。经电压测量环节输出的正比于发电机端电压的直流电压 U_{sc} ，通过运算放大器与来自电压整定器即电位器 R_P 的给定电压进行比较，得到电压偏差信号 U_{de} ，然后将 U_{de} 送至综合放大环节。比较整定电路如图 9-14 (a) 所示，具体特性请根据集成运放的特性自行分析。

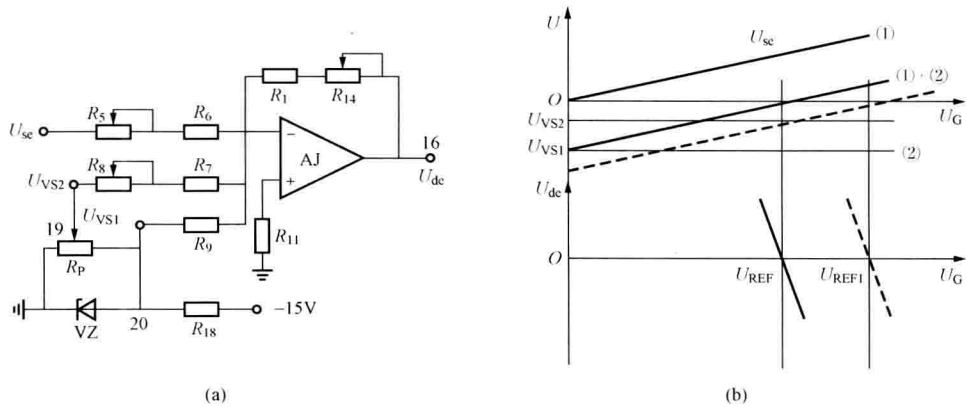


图 9-14 比较整定电路

(a) 原理电路；(b) 输出特性

(2) 综合放大环节。

1) 综合放大环节的作用及对此环节要求。本环节的作用是将电压偏差信号及其他辅助信号进行线性综合放大。综合放大环节的输入信号中，除基本控制部分即电压偏差信号 U_{de}

外,为适应发电机各种工况的工作,还需要多种辅助控制信号,如最大、最小励磁控制信号,为改善励磁控制系统动态特性的微分反馈信号(即励磁磁通稳定信号)及提高电力系统稳定的信号(电力系统稳定器)等,如图9-15所示。

对综合放大环节的基本要求有足够大的可调节的增益;线性度好,精度高;能实现综合多个输入信号能力;时间常数小,反应速度快;输出阻抗低、输出电压满足移相触发环节的需要;工作稳定。

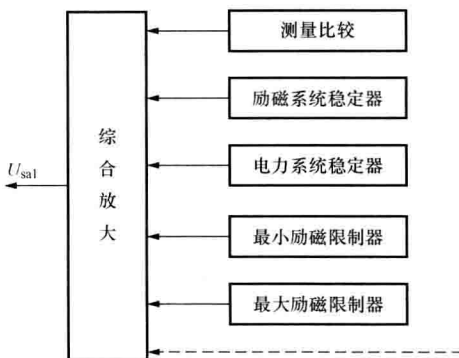


图 9-15 综合放大环节的输入信号

各输入控制信号按其性质可分为三种类型被调控制量(即基本控制量)、反馈控制量(为改善控制系统动态性能的辅助控制量)、限制控制量(按发电机运行工况要求的特殊限制量)。前两种是在正常情况下按预定规律调节对励磁系统实施控制,而后一种限制控制量在正常工况下不参与作用,在异常情况需要时(危及发电机或系统运行)才进行限制控制。为此,综合放大环节必须有信号运算限制控制功能。

2) 工作原理。图9-16所示是控制信号综合放大环节原理接线图,它由正竞比电路、负竞比电路、信号综合放大电路和互补输出电路组成。

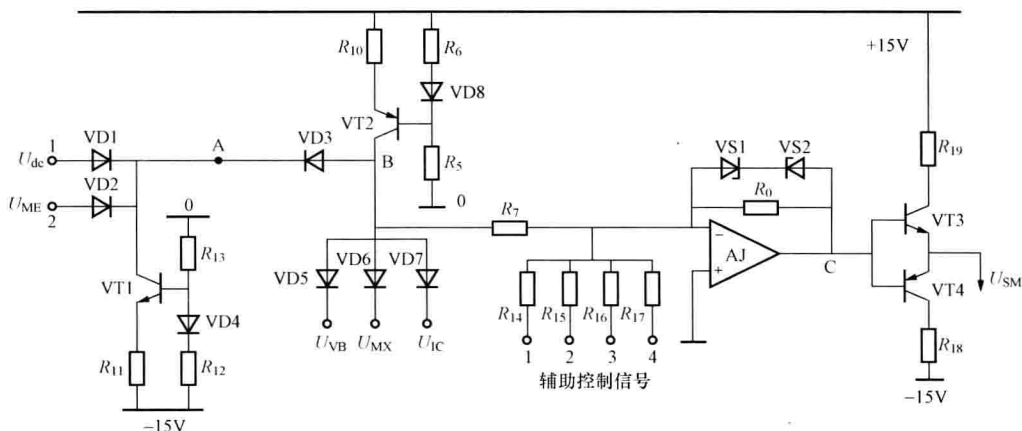


图 9-16 综合放大环节原理接线

a) 正竞比电路。电路受输入信号中最高电平信号控制,即正值竞比。它有两个输入:测量比较电路的输出信号 U_{dc} ,由 VD1 输入;低励限制信号(最小励磁限制) U_{ME} ,由 VD2 输入。

在正常情况下低励限制信号为负,电压受到 U_{dc} 控制;若发电机励磁电流小于最小励磁限制单元起动值时, U_{dc} 信号闭锁,励磁控制由 U_{ME} 决定,使发电机在低励限制信号的作用下进行励磁调节,保证与系统并列运行的稳定性。

b) 负竞比电路。负竞比门输入信号中最低者能准予通过,它是进行负值竞比。如图9-16中第二级电路所示,它由 VT2、VD5~VD7、VD3、VD8、 R_5 、 R_6 、 R_{10} 组成。负值竞比的输入信号都属限制信号,VD6 输入最大励磁限制信号 U_{MX} ; VD7 输入瞬时过电流信号

U_{IC} ; VD5 输入电压/频率限制器信号 U_{VH} 。限制信号作用的共同目的是一样的,去减小励磁电流,将励磁电流分别限制在相应允许范围内。正常情况下,这些限制信号都处于正电平,均为+10V左右,VD5、VD6、VD7均阻断。只要其中有一个限制信号动作,由正电平变为负电平,相应二极管导通,使B点电位变负。正竞比门输出就被封锁,即VD3受反向电压被阻断,使正竞比门所有输入信号都被闭锁住。此时,励磁调节器只能在负竞比门限制信号作用下进行限制控制,显然,负竞比门所有限制信号级别高于正竞比门的控制信号。

c) 信号综合放大。如图9-16中第三级电路所示,由对正、负竞比电路讨论可知,若正竞比电路工作,负竞比电路不工作,分析电路可得它们的综合比例可通过适当选择输入电阻数值来取得,一般情况下其增益为1。在运算放大器的输入端有

$$U_c = -(U_{de} + U_{aux1} + U_{aux2} + U_{aux3} + U_{aux4}) \quad (9-10)$$

式中 $U_{aux1} \sim U_{aux4}$ ——辅助控制信号。

图9-16中VS1和VS2是对运放输出双向限幅,当运放输出电压 $U_c \geq U_{VS1}$ 时,VS1击穿,输出正向被限幅。同理,当 $U_c \leq -U_{VS1}$ 时,VS2击穿,使输出负向被限幅。

d) 互补输出电路。如图9-16中最后一级电路所示,由VT3、VT4、 R_{18} 、 R_{19} 组成互补推挽射极跟随器,提高与下一级负载阻抗的匹配能力。 R_{18} 和 R_{19} 为限流电阻。射极跟随器输出的电压 U_{SM} 是下一级移相触发电路的控制电压。

$U_{SM} = f(U_{de})$ 特性如图9-17所示。

(3) 移相触发环节。

本环节的作用是,将控制信号 U_{SM} 转换成触发脉冲,用以触发功率整流单元的晶闸管,达到调节励磁的目的。移相触发环节的构成原理框图如图9-18所示。它主要是由同步变压器、同步移相器、脉冲发生器和脉冲给定基准器组成。

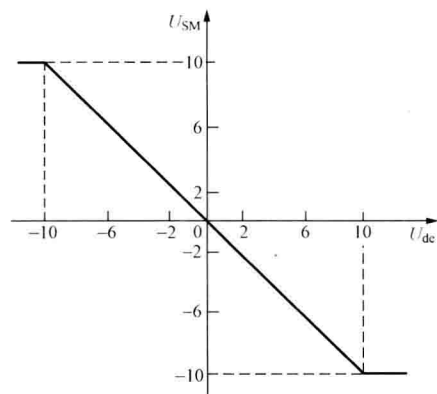


图9-17 放大环节的输入—输出特性

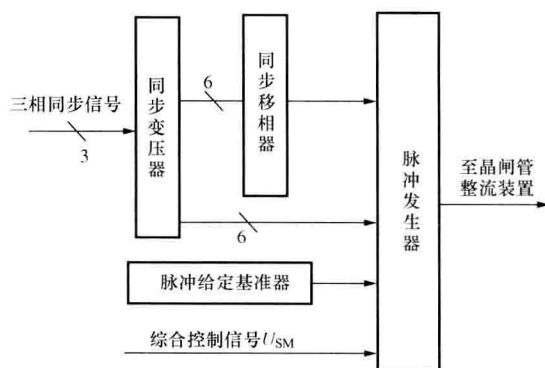


图9-18 移相触发环节原理框图

同步信号取自晶闸管整流装置的主回路,以保证在晶闸管每次承受正向阳极电压时,向其控制极发出脉冲,使晶闸管可靠导通。触发脉冲与主回路之间的这种相位配合关系称为同步。同步变压器和同步移相器主要用来作为同步信号发生器,以提供具有合适幅值和合适相位的交流同步信号。脉冲发生器则根据综合放大环节送来的综合控制信号 U_{SM} 与同步信号比较,产生与主回路同步且相位可控的触发脉冲,并加以放大,最后输出具有合适电压幅值、合适脉冲宽度和足够驱动能力的触发脉冲,送至晶闸管整流桥,以触发晶闸管。脉冲经给定

基准器用来平移综合控制电压 U_{SM} 与控制角 α 的关系（即移相特性），以使运行中的控制电压 U_{SM} 在合适的范围内，而不致产生饱和失控。

在不计交流回路感抗的存在时，认为换流是在瞬时完成的。余弦波移相触发环节（具体电路从略）的输入电压 U_{SM} 与控制角 α 就会具有如下关系

$$\alpha = \arccos \frac{U_{SM}}{U_{sym}} \quad (9-11)$$

式中 U_{sym} ——同步电压幅值。

由电力电子技术知识可知，全控桥输出的整流电压 U_d 是随控制角 α 的变化而变化，其表达式为 $U_d = 1.35E_{ab} \cos \alpha$ ，将此式代入式（9-11）得到全控输出电压平均值为

$$U_d = U_{AVR} = 1.35E_{ab} \frac{U_{SM}}{U_{sym}} \quad (9-12)$$

式（9-12）说明整流电路的输出量 U_{AVR} 与控制电压 U_{SM} 之间呈线性关系，其特性如图 9-19 所示，其中实线表示整流器特性，虚线表示逆变器特性。

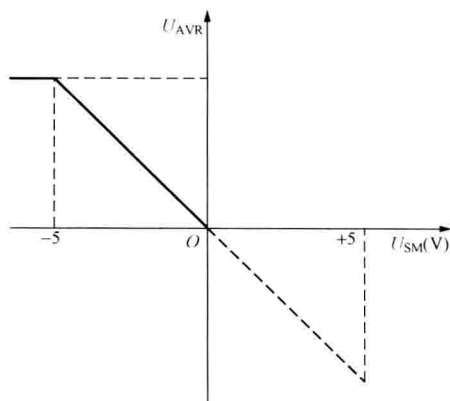


图 9-19 可控整流电路输入—输出特性

9.2.3 励磁调节器的静态工作特性

1. 静态工作特性的合成

前面已经分析了励磁调节器各环节的工作原理，并得到它们的工作特性，将这些环节的特性进行合成，就可以得到励磁调节器的工作特性。

励磁调节器的简化框图如图 9-20 所示，图中 K_1 、 K_2 、 K_3 、 K_4 分别表示各环节的静态放大倍数。

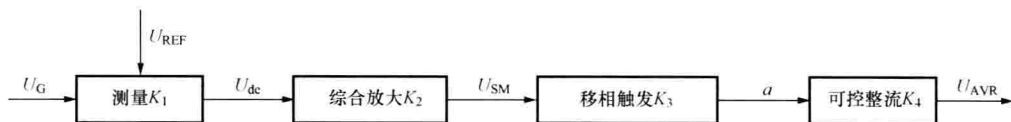


图 9-20 励磁补节器简化框图

测量比较环节的工作特性如图 9-21 (a) 所示，输出电压 U_{dc} 与输入的发电机电压 U_G 之间的关系为

$$U_{dc} = K_1 (U_G - U_{REF}) \quad (9-13)$$

式中 K_1 ——测量环节的放大倍数；

U_{REF} ——发电机电压的整定值。

放大环节是线性元件，在其工作范围内有

$$U_{SM} = K_2 U_{dc} \quad (9-14)$$

式中 K_2 ——综合放大环节的放大倍数。

放大环节的特性如图 9-21 (b) 所示。

采用余弦波触发器的三相桥式全控桥整流电路具有线性特性，因此

$$U_{AVR} = K_3 K_4 U_{SM} \quad (9-15)$$

式中 K_3 ——移相触发环节的放大倍数；

K_4 ——可控整流电路的放大倍数。

图 9-21 (d) 为其输入—输出特性，将它与测量比较环节、综合放大环节特性相配合，就可以求出励磁调节器的静态工作特性。

图 9-21 表示了调节器静态工作特性的合成过程。在励磁调节器工作范围内 U_G 升高， U_{AVR} 急剧减小； U_G 降低， U_{AVR} 急剧增加。其中线段 ab 为励磁调节器的工作区。工作区 ab 内发电机的电压变化极小，可达到维持发电机端电压水平的目的。

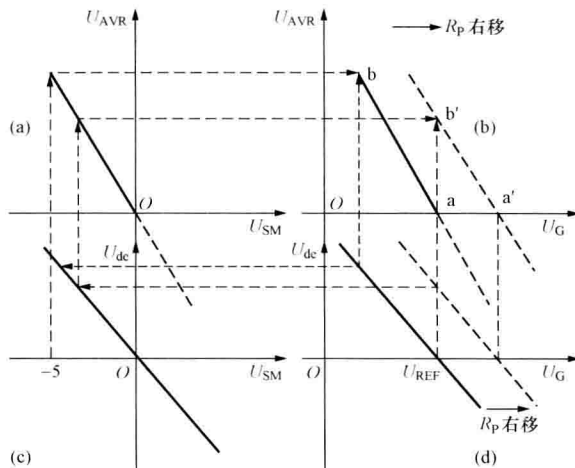


图 9-21 励磁调节器的静态工作特性

图 9-21 (b) 所示的励磁调节器的静态工作特性是在测量环节工作特性对应于励磁调节器的整定电压为某一定值时作出的，当图 9-14 中整定电位器 R_p 滑动端移向负电源（向右移动）时，特性曲线将向右平移，如图 9-21 (b) 虚线所示。反之，则特性曲线左移。因此，励磁调节器的静态工作特性曲线随给定值 R_p 的变化而移动。

励磁调节器的特性曲线在工作区内的陡度，是调节器性能的主要指标之一，即

$$K = \frac{\Delta U_{AVR}}{U_G - U_{REF}} \quad (9-16)$$

式中 K ——励磁调节器的放大倍数。

调节器放大倍数 K 与组成调节器的各环节增益的关系为

$$K = \frac{\Delta U_{AVR}}{U_G - U_{REF}} = \frac{\Delta U_{dc}}{U_G - U_{REF}} \times \frac{\Delta U_{SM}}{\Delta U_{dc}} \times \frac{\Delta \alpha}{\Delta U_{SM}} \times \frac{\Delta U_{AVR}}{\Delta \alpha} = K_1 K_2 K_3 K_4 \quad (9-17)$$

由此可见，励磁调节器的总的放大倍数等于各组成环节放大倍数的乘积。

2. 具有 AVR 装置的发电机外特性

这里的外特性指的是发电机无功电流 $I_{Q.G}$ 与端电压 U_G 的关系曲线。发电机励磁自动控制系统由励磁系统和被控对象发电机组成。励磁系统种类很多，现以图 9-22 所示的他励交流励磁机系统为例，说明具有 AVR 装置后无功电流 $I_{Q.G}$ 与端电压 U_G 的特性。

发电机的调节特性是指发电机励磁电流 I_E 与无功负荷电流 $I_{Q.G}$ 的关系。由于在励磁调节器作用下，发电机电压仅在额定值附近变化，因此，图 9-22 (a) 仅表示发电机额定电压附近的调节特性。励磁机的工作特性一般情况下是接近线性的，即励磁机的定子电流 I_E

(发电机转子电流) 和励磁机的励磁电流 I_{EE} 间近似呈线性关系, 这样发电机转子电流就可以直接用励磁机的励磁电流来表示。图 9-22 (b) 则是根据已知的励磁调节器特性 $I_{EE} = f(U_G)$ 与发电机调节特性 $I_{EE} = f(I_{Q-G})$ 作出的外特性 $U_G = f(I_{Q-G})$, 如图 9-22 (b) 中的 ab 直线所示。

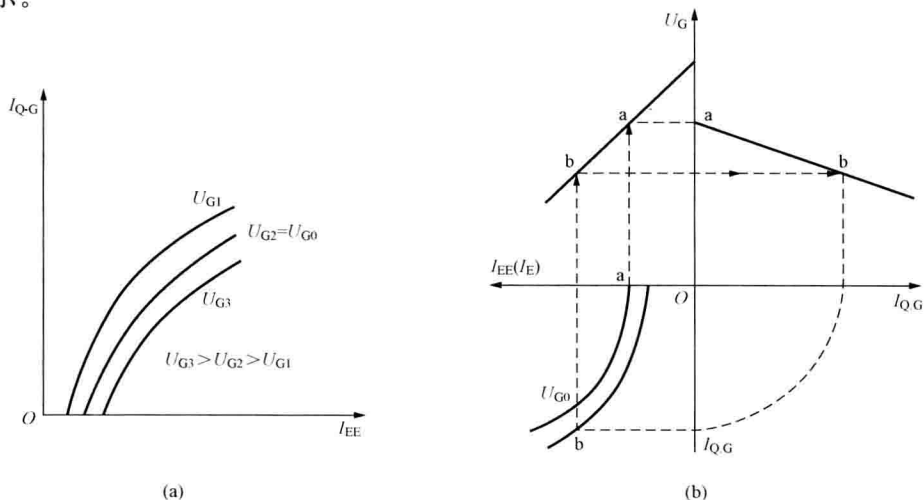


图 9-22 发电机外特性的形成

(a) 调节特性; (b) 外特性的求取

外特性 $U_G = f(I_{Q-G})$ 曲线说明, 发电机带有励磁调节器装置后, 当无功电流 I_r 变动时, 发电机电压 U_G 基本不变。达到自动调压的目的。外特性稍向下倾, 下倾的程度用调差系数 δ 来表示, 调差系数 δ 是发电机励磁控制系统运行特性的一个重要参数。其定义为

$$\delta = \frac{U_{G1} - U_{G2}}{U_{GN}} = U_{G1*} - U_{G2*} \quad (9-18)$$

式中 U_{GN} ——发电机额定电压;

U_{G1} 、 U_{G2} ——空载、额定无功电流时的发电机端电压 (如图 9-23 所示), 一般取 $U_{G2} = U_{GN}$ 。

调差系数也可用百分数表示, 即

$$\delta = \frac{U_{G1} - U_{G2}}{U_{GN}} \times 100\% \quad (9-19)$$

由调差系数的定义表明, δ 表示了无功电流由零增加到额定值时, 发电机电压的相对变化, δ 越小, 则电压变化也越小。所以调差系数 δ 大小表征了励磁控制系统维持发电机电压的能力大小。

由图 9-22 可见, 励磁调节器的静态放大倍数越大, ab 直线越平缓, δ 就越小。但过大的放大系数将可能引起运行不稳定。

在运行中, 可能要求发电机具有不同的调差系数, 这是利用专门的调差环节来实现, 具体原理见 9.2.4 小节的论述。

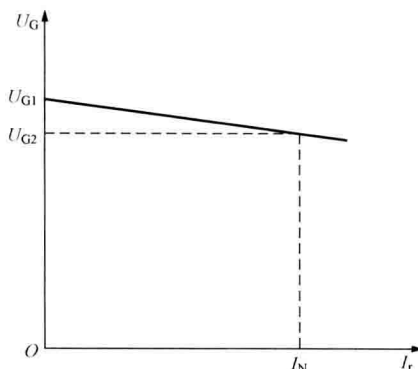


图 9-23 调差系数定义说明

9.2.4 辅助控制装置及特殊控制装置

1. 辅助控制装置

随着电力系统的发展,发电机容量不断增大。大容量发电机组对励磁控制提出了更高的要求,例如,在超高压电力系统中输电线电压等级很高,此时,输电线的电容电流也相应增加,因此,当线路输送功率较小时,线路的容性电流引起的剩余无功功率会使系统电压升高,以致超过允许的电压范围。使发电机进相运行吸收剩余无功功率是一个比较经济的办法,但发电机进相运行时,容许吸收的无功功率和发出的有功功率有关,此时发电机最小励磁电流值应限制在发电机静态稳定极限及发电机定子端部发热允许的范围内。为此,在自动励磁调节器中设置了最小励磁限制。又如,对大容量发电机组由于系统稳定的要求,励磁系统应具有高起始的响应特性。这些措施之一是提高晶闸管整流装置电压,使发电机励磁顶值电压大大超过其允许值。励磁电流过大,超过规定的强励电流会危及发电机的安全。为此,在调节器中必须设置瞬时电流限制器以限制强励顶值电流。对励磁调节器功能的这些新要求,由调节器的辅助控制去完成。

辅助控制与励磁调节器正常情况下的自动控制的区别是,辅助控制不参与正常情况下的自动控制,仅在发生非正常运行工况、需要励磁调节器具有某些特有的限制功能时,通过信号综合放大器中的竞比电路,闭锁正常的电压控制,使相应的限制器起控制作用。

励磁调节器中的辅助控制对提高励磁系统的响应速度、提高电力系统稳定及保护发电机、变压器、励磁机等的安全运行有极为重要的作用。下面介绍几种常用励磁限制功能。

(1) 最小励磁限制(也称之为“欠励磁限制”)。同步发电机欠励磁运行时,由滞后功率因数变为超前功率因数,发电机从系统吸收无功功率,这种运行方式称为进相运行。吸收的无功功率随励磁电流的减小而增加。发电机进相运行受静态稳定极限限制。

为确保发电机安全运行,在励磁调节器中必须设置最小励磁限制器。实现欠励限制时,可以用直线或折线来近似圆弧。

(2) 瞬时电流限制。由于电力系统稳定的要求,大容量机组的励磁系统必须具有高起始响应的性能。交流励磁机、旋转整流器励磁系统在通常情况下很难满足这一要求。唯有采用高励磁顶值电压的方法才能提高励磁机输出电压的增长速度。励磁机输出电压 U_{FE} 的起始值增长速度越快,励磁定值电压越高,励磁系统的响应速度就越得到改善。但是高顶值励磁电压会危及励磁机及发电机的安全,为此,当励磁机电压达到发电机允许的励磁顶值电压倍数时,应立即对励磁机的励磁电流加以限制,以防止危及发电机的安全运行。

(3) 最大励磁限制。最大励磁限制是为了防止发电机转子绕组长时间过励磁而采取的安全措施。按规程要求,当发电机端电压下降至 $80\% \sim 85\%$ 额定电压时,发电机励磁应迅速强励到顶值电流,一般为 $1.6 \sim 2$ 倍额定励磁电流。由于受发电机转子绕组发热的限制,强励时间不允许超过规定值。

(4) V/Hz(伏/赫)限制器。V/Hz(伏/赫)限制器用于防止发电机的端电压与频率的比值过高,避免发电机及与其相连的主变压器铁芯饱和而引起的过热。

(5) 发电机失磁监控。发电机“失磁”是指发电机在运行中全部或部分失去励磁电流,使转子磁场减弱或消失。这是发电机运行过程中可能发生的一种异常运行状态。造成发电机失磁的原因可能是由于励磁开关误跳闸、励磁机或晶闸管励磁系统元件损坏或发生故障、自

动灭磁开关误跳闸、转子回路某处断线及误操作等。

发电机失磁后,励磁电流逐渐衰减到零,原动机的驱动转矩使发电机加速,导致功角 δ 加大,发电机失步,进入异步发电运行状态。

发电机在异步运行状态下,在向系统送出有功的同时,还从系统吸收无功功率,对系统和发电机本身产生如下不良影响。

1) 发电机失步,在转子和励磁回路中产生差频电流,使转子铁芯、转子绕组及其他励磁回路产生附加损耗,引起过热。转差越大,过热越严重。

2) 正常运行时,发电机要向系统输出无功功率;失磁后,要从系统吸收无功功率。如果系统无功储备不足,将引起系统电压下降,甚至造成因电压崩溃而使系统瓦解。

3) 其他发电机电图补偿以上无功差额,容易造成过电流。如果失磁是一台大容量发电机,则承担补偿无功的发电机过电流就更严重。

汽轮发电机组异步功率比较大,调速器也较灵敏,因此,当发电机超速时,调速器会立即关小汽门,使汽轮机的输出功率和发电机的异步功率很快达到平衡,可在较小的转差下稳定运行。而水轮机组,其异步功率较小,在较大的转差下才能达到功率平衡。

2. 特殊控制装置

为了改善系统的动态稳定,为了加速故障切除后电压的恢复,以利于感应电动机的自启动,为了在系统中某台发电机失励或采用自同期并列导致系统电压下降时,加速电网电压的恢复以及提高带时限保护的灵敏度,都要求发电机在电压大幅度下降时增大励磁电流。把发电机电压出现大幅度下降时增大转子励磁电流到最大允值,称为对发电机进行强励。

当同步发电机内部发生故障时,虽然继电保护能快速地把发电机与系统断开,但故障点仍存在。发电机还在旋转时,励磁电流产生的感应电动势仍继续维持故障电流,这将可能导致导线熔化和绝缘损坏。如果对地故障电流足够大时,还会烧毁铁芯。因此,当发电机内部发生故障,在继电保护动作使发电机断路器跳闸的同时,应快速灭磁。

(1) 继电强行励磁装置构成与基本原理。一般发电机配置的自动励磁调节器都具有强励功能。考虑到有的自动调节励磁装置有时强励能力不足,或励磁调节器的动作失灵丧失了强励能力,一般同步发电机除装设自动调节励磁装置外,还专门装设了一套继电强行励磁装置。下面以直流励磁机励磁方式为例来讨论继电强励装置。

继电强行励磁装置的原理接线图如图9-24所示。图中1KV、2KV为低电压继电器,1KM、2KM为中间继电器,Q为直流接触器,QS为转换开关,KS为信号继电器,R为磁场调节电阻, R_g 为励磁固定电阻。TV1、TV2为装设在发电机机端的两台电压互感器。

下面叙述继电强行励磁装置的动作过程。

在正常运行时,因发电机已投入系统,发电机出口断路器QF闭合,其动合辅助触点QF也闭合。因这时发电机电压大于低电压继电器1KV、2KV的整定值,低电压继电器就不起动作,其动断触点处于打开状态,于是中间继电器1KM、2KM不起动作,其触点打开,则直流接触器Q不会起动作,Q的触点打开, R_c 不被短接,发电机不会被强励。

当发电机电压因故障降低,并低于1KV、2KV的整定值,1KV、2KV均起动作,其动断触点闭合,1KM、2KM起动作,1KM、2KM触点闭合,起动作直流接触器Q,Q触点闭合,当转换开关QS处于投入位置时, R_c 被短接,使 U_E 上升到 $U_{E_{max}}$,发电机进行强励。随着发电机强励的进行,发电机端电压 U_G 就上升, U_G 上升到额定电压附近,当达到1KV、2KV

证发电机在投入和退出运行时,平稳地转移无功负荷,而不发生无功功率冲击。

通过调整外特性的调差系数和对特性的平移,可以满足上述要求。

9.3.1 调差系数的调整

1. 调差特性

发电机的外特性由于调差系数的不同,可以有三种特性曲线,如图9-25所示。其中, $\delta > 0$ 称为正调差系统,其外特性下倾,即发电机的端电压随无功电流增加而下降; $\delta = 0$ 称为无差特性,端电压不受无功电流的影响,电压为恒定; $\delta < 0$ 称为负调差系数,特性上翘,发电机端电压随无功电流的增大反而上升。

由式(9-17)和图9-22可见,发电机的调差系数决定于自动励磁调节系统的总的放大倍数。实际上,一般自动励磁调节系统的总的放大倍数是足够大的,发电机带有励磁调节器时的调差系数一般都小于1%,近似无差调节。这种特性不利于发电机组在并列运行时无功功率的稳定分配,因此发电机的调差系数要根据需要人为地加以调整,使调差系数增大到3%~5%左右。

2. 调差环节工作原理

为便于说明,图9-21重复示出具有AVR的自动调压励磁系统框图,并将调差环节单独列出如图9-26所示。

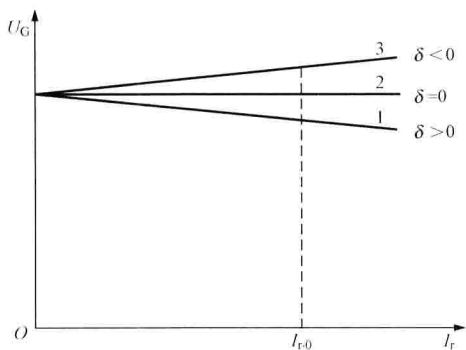


图9-25 发电机不同的调差特性

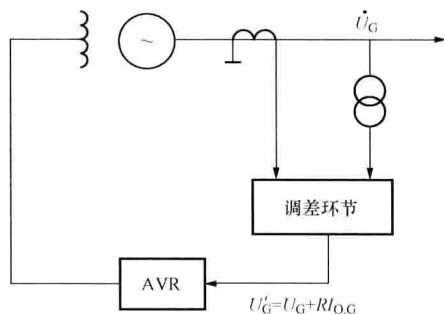


图9-26 正调差系数的形成

当无调差环节时,由前面讨论已知,调差系数一般都小于1%,近似无差调节。当有调差环节时,调差环节输出的电压为

$$U'_G = U_G + RI_{Q.G} \quad (9-20)$$

式中 R ——调差环节中的可调电阻,称调差电阻。

测量环节的内部结构并未改变,其放大倍数仍为 K_1 ,测量环节接受的输入电压为

$$\Delta U'_G = U'_G - U_{REF} = U_G + RI_{Q.G} - U_{REF} = \Delta U_G + RI_{Q.G} \quad (9-21)$$

通过分析式(9-21)可知,当无功电流 $I_{Q.G}$ 增加时,测量环节所感受的发电机的电压是升高的,由图9-21(a)可得,励磁电流 I_E 将减小,则 U_G 降低。因此,为正调差特性。

若调差环节输出的电压 $U'_G = U_G - RI_{Q.G}$,则可得到负调差特性。改变 R 的大小,可改变 $RI_{Q.G}$ 的值,从而改变调差系数 δ 的大小,实现了特性 δ 的调整。

下面具体分析常见的一种调差环节接线,如图9-27所示,图示为正调差接线。

图9-27中,TV为Yy0连接,如果忽略电压互感器二次负载电流在调差电阻 R 上的压

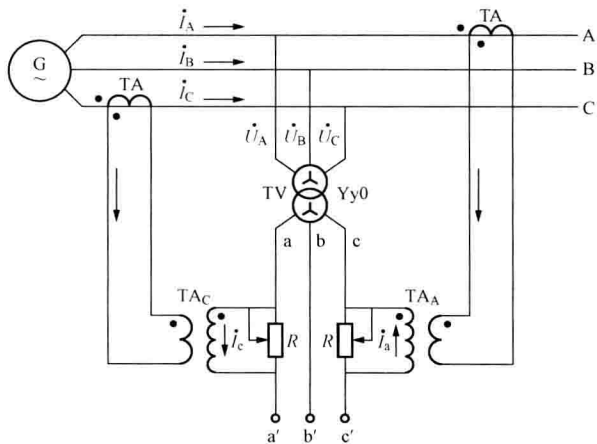


图 9-27 调差环节原理接线

降，在图中规定的正方向下，则调差环节输出电压 \dot{U}'_a 、 \dot{U}'_b 、 \dot{U}'_c 与调差环节输入电压 \dot{U}_a 、 \dot{U}_b 、 \dot{U}_c 间有如下关系

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}'_a &= \dot{U}_a + \dot{I}_c R \\ \dot{U}'_b &= \dot{U}_b \\ \dot{U}'_c &= \dot{U}_c - \dot{I}_a R \end{aligned} \right\} \quad (9-22)$$

根据这一关系，作出当功率因数 $\cos\varphi = 1$ 与 $\cos\varphi = 0$ 时的相量图，如图 9-28 所示。

当 $\cos\varphi = 1$ 时，各相为纯有功电流，由图 9-28 (a) 可见，电压 \dot{U}'_a 、 \dot{U}'_b 、 \dot{U}'_c 虽较 \dot{U}_a 、 \dot{U}_b 、 \dot{U}_c 有变化，但幅值基本不变，故认为调差环节不反映有功电流的变化。

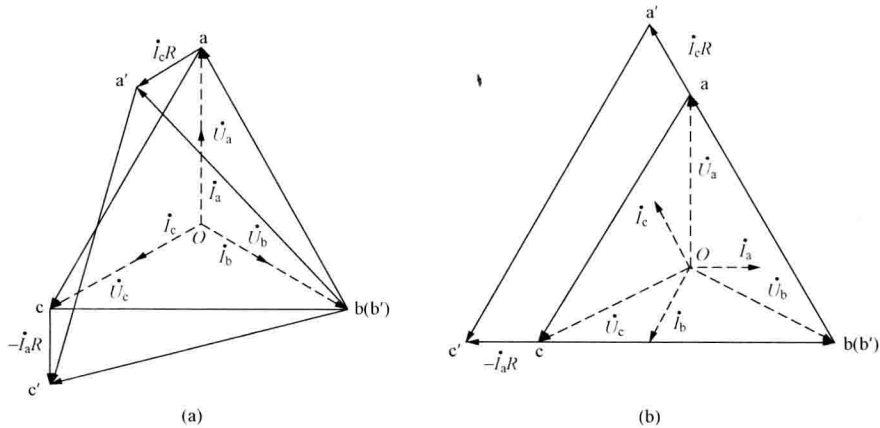


图 9-28 调差环节相量图

(a) $\cos\varphi = 1$; (b) $\cos\varphi = 0$

当 $\cos\varphi = 0$ 时，各相为纯无功电流，由图可见，输出的线电压三角形仍为正三角形，其大小随无功电流增长而增大。输出线电压 U'_L 与输入线电压 U_L 的关系为

$$U'_L = U_L + RI_L \quad (9-23)$$

符合式(9-21)。因此,图9-27所示接线给出一个 $\delta > 0$ 的正调差环节,改变 R 可获得适当的 δ 。

当 $0 < \cos\varphi < 1$,即正常运行情况下,发电机电流可分解为有功和无功两个分量,而调差环节只反映无功分量的影响。

图9-29给出接入具有正调差特性的调差环节后,外特性的变化情况, δ_0 表示未接入调差环节的特性, δ 表示接入调差环节后的特性。

由图9-27可见,将 TA_C 与 TA_A 二次侧接线反相,则式(9-22)中 $\dot{I}_c R$ 与 $\dot{I}_a R$ 反号,可得到负调差特性。

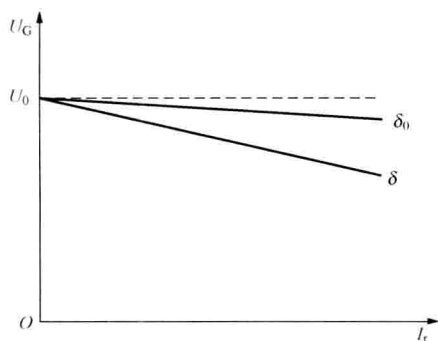


图9-29 接入正调差环节后的发电机外特性

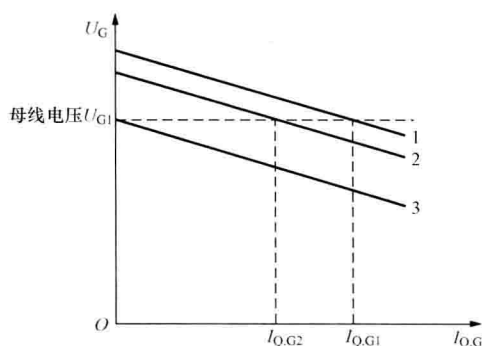


图9-30 外特性的平移与机组无功功率的关系

9.3.2 调差特性的平移

发电机投入或退出运行,以及要求在运行中能平稳转移无功负荷,不引起对电网的冲击,这可以通过外特性平移来实现。图9-30表示母线电压不变时,一台并联于该母线的发电机的外特性平移来转移无功负荷的关系。

若发电机的外特性为直线1,此时带无功负荷为 $I_{Q \cdot G1}$;将特性平移至直线2,则无功电流减小至 $I_{Q \cdot G2}$;若平移至3位置,则无功电流降为0。发电机可平稳退出运行。同样,若发电机要平稳投运,外特性应先在3位置,然后使特性向上平移,就可平稳带上无功负荷。

调整测量比较环节中的电位器 R_P (如图9-14所示)可以实现外特性的平移。图9-31表明 R_P 阻值改变时AVR特性变化的行为:当 R_P 阻值增大时, $I_{EE} = f(U_G)$ 的特性右移。 R_P 值增大时,外特性向上平移;反之,向下平移。

自动调节励磁系统是一个闭环负反馈控制系统,因此,若降低了调节器的输入电压,则等于感受到发电机端电压下降,于是加大励磁,从而使电压上升,实际上表现为外特性上升;反之,人为升高AVR的输入电压,外特性下移。因此,通过调整测量比较环节的 R_P ,就达到调整AVR感受电压的效果,从而实现外特性的平移。

9.3.3 并联运行机组间无功功率的合理分配

在同一母线上并联运行的几台发电机,若改

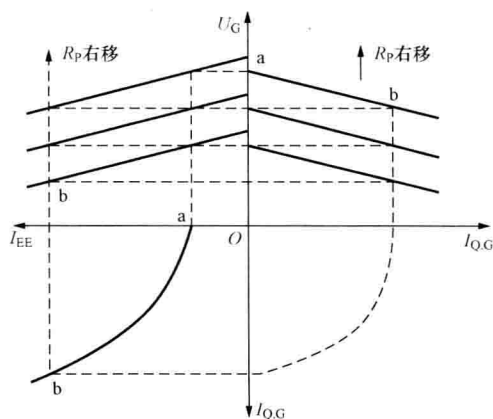


图9-31 AVR特性与调差特性平移的关系

变任一台机组的励磁电流，不仅影响该机组的无功电流，同时还影响到并联运行的其他机组的无功电流，甚至引起母线电压的变化。这些变化与机组的外特性有关。因此，合理调整机组的外特性，可以实现机组间无功负荷的合理分配。

下面分析两台机组并联运行的情况。

(1) 一台无差特性与一台有差特性机组并联运行。如图 9-32 所示，第一台发电机为无差特性，其特性如图 9-32 中曲线 1 所示；第二台为正有差特性，如图 9-32 中曲线 2 所示，两台机并联运行时，母线电压必等于无差特性对应的电压 U_1 ，并保持不变；第二台机组有确定的无功电流 $I_{Q \cdot G2}$ ，第一台机组则带负荷要求的总无功电流减去 $I_{Q \cdot G2}$ 的部分。当无功负荷变动时，第二台机组的无功电流保持不变，变动部分只由第一台机组承担。平移特性 2，可以改变第二台机组的无功电流；平移特性 1 时，将改变母线电压及两台机的无功电流。

以上分析可见，一台无差与一台有差机组的并联，机组间无功功率分配不合理，故很少使用。

若第二台机组具有负调差特性，如图 9-32 中特性 3 所示，这种方式下，运行不稳定。因为任意因素使第二台机组输出无功电流增大，则将增加励磁电流，从而使发电机无功功率进一步增加；第一台机组则力图维持端电压，使励磁电流减小，无功电流也随之减小。这一过程一直进行到无功负荷全部转到第二台机组，这是一种不稳定运行。由此推论，具有负调差特性的机组不能在发电机母线上并联运行。

(2) 两台无差特性的机组并联运行。这是一种不能并联运行的方式。两台机组均为无差特性时，可能有两种情况两条特性重合。此时两机组无明确交点，无功电流分配是任意的，不可能合理。两条特性不重合，如图 9-33 所示。两台机组各有其电压整定值为 U_1 与 U_2 ，实际中很难做到相同，即 $U_1 \neq U_2$ ，所以两机组不能并联运行。

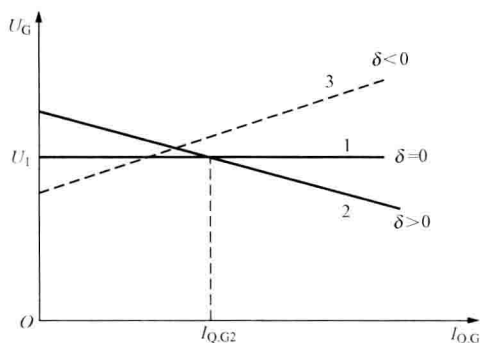


图 9-32 一台无差与一台有差特性机组并联运行

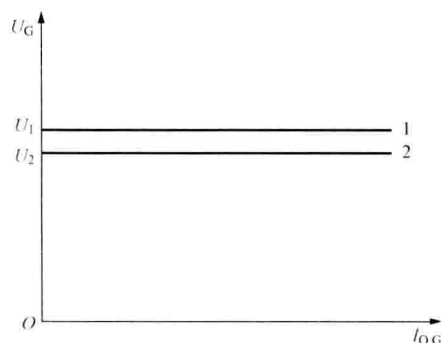


图 9-33 两台无差特性的机组并联运行

(3) 两台正调差特性机组并联运行。设两台具有正调差系数外特性的机组并联运行，特性如图 9-34 所示。若母线电压是 U_1 ，则两机组分别带有无功电流 $I_{Q \cdot G1}$ 与 $I_{Q \cdot G2}$ ，具有确定的关系。如由某种原因，无功电流增大，于是母线电压下降，经过 AVR 调节后稳定在新运行点，对应母线电压为 U_2 ，两台机组的电流增至 $I'_{Q \cdot G1}$ 与 $I'_{Q \cdot G2}$ 。各机组的无功电流增量为 ΔI_1 与 ΔI_2 ，其和等于无功负荷电流增量。

如果是负荷电流减小,也有类似的调节过程。

可见,此时两机组能稳定并联运行,并可维持无功电流的稳定分配,其分配比例与调差系数有关。理想的情况应是无功负荷按机组容量来分配,无功电流的增量也应与机组容量成正比,即其增量对各自额定无功电流的比值相等。

设无功电流为零时机端电压为 U_{G0} 。额定无功电流为 $I_{Q \cdot GN}$ 时的端电压为 U_{GN} , 则母线电压为 U_G 时的无功电流为

$$I_{Q \cdot G} = \frac{U_{G0} - U_G}{U_{G0} - U_{GN}} I_{Q \cdot GN} \quad (9-24)$$

以标么值表示为

$$I_{Q \cdot G*} = \frac{-(U_G - U_{G0})}{\frac{U_{GN}}{U_{G0} - U_{GN}}} = -\frac{\Delta U_{G*}}{\delta} \quad (9-25)$$

对应于电压由 U_1 变到 U_2 , 则可以得机组的无功电流增量的标么值为

$$\Delta I_{Q \cdot G*} = -\frac{\Delta U_{G*}}{\delta} \quad (9-26)$$

或

$$\Delta Q_* = -\frac{1}{\delta} \Delta U_* \quad (9-27)$$

式中 ΔQ_* ——无功功率增量的标么值, $\Delta Q_* = \frac{\Delta Q}{Q_N}$;

Q_N ——额定无功功率。

由式 (9-26) 可见,当发电机在公共母线上并联运行时,若系统无功负荷波动,机组的无功电流增量与电压偏差成正比,与该机组的调差系数成反比。要使并联机组的无功电流增量按机组容量分配,则要求各机组具有相同的调差系数,即两机的外特性相同。如果 δ 不相同,则调差系数小的机组承担的无功电流量增大。为了使无功电流分配稳定,调差系数不宜过小。

设在同一母线上有 n 台发电机并联运行,正调差系数分别为 $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$, 当总无功功率增量为 ΔQ_Σ 时,若将 n 台发电机看成一台等效发电机,则额定无功功率 $Q_{\Sigma N}$ 应是各台发电机额定无功功率 $Q_{N1}, Q_{N2}, \dots, Q_{Nn}$ 之和,所以有

$$\Delta Q_{\Sigma*} = \frac{\Delta Q_\Sigma}{Q_{\Sigma N}} = \frac{\Delta Q_\Sigma}{Q_{N1} + Q_{N2} + \dots + Q_{Nn}} \quad (9-28)$$

$$\Delta Q_{\Sigma*} = -\frac{\Delta U_*}{\delta_\Sigma} \quad (9-29)$$

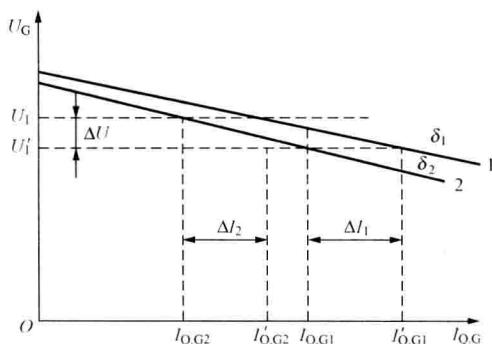


图 9-34 两台正调差特性机组并联运行

式中 δ_{Σ} ——公共母线上等值发电机的调差系数；

ΔU_* ——公共母线上的电压变化标么值。

如果 n 台发电机各自无功功率增量标么值分别为 $\Delta Q_{1*}, \Delta Q_{2*}, \dots, \Delta Q_{n*}$ ，计及式(9-27)，有

$$\begin{aligned}\Delta Q_{\Sigma} &= \Delta Q_{1*} Q_{N1} + \Delta Q_{2*} Q_{N2} + \dots + \Delta Q_{n*} Q_{Nn} \\ &= -\frac{\Delta U_*}{\delta_1} Q_{N1} - \frac{\Delta U_*}{\delta_2} Q_{N2} - \dots - \frac{\Delta U_*}{\delta_n} Q_{Nn} \\ &= -\Delta U_* \sum_{i=1}^n \frac{Q_{Ni}}{\delta_i}\end{aligned}\quad (9-30)$$

代入式(9-28)得到

$$\Delta Q_{\Sigma*} = -\Delta U_* \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Q_{Ni}}{\delta_i}}{\sum_{i=1}^n Q_{Ni}} = -\frac{\Delta U_*}{\frac{\sum_{i=1}^n Q_{Ni}}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_{Ni}}{\delta_i}}}\quad (9-31)$$

将式(9-31)与式(9-29)进行比较，得到等值机的调差系数为

$$\delta_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Ni}}{\sum_{i=1}^n \frac{Q_{Ni}}{\delta_i}}\quad (9-32)$$

母线电压的变化，可由式(9-29)得到，即

$$\Delta U_* = -\delta_{\Sigma} \Delta Q_{\Sigma*}\quad (9-33)$$

并联运行各机组的无功增量为

$$\Delta Q_i = \Delta Q_{i*} Q_{Ni} = -\frac{\Delta U_*}{\delta_i} Q_{Ni} = \frac{\delta_{\Sigma}}{\delta_i} Q_{Ni} \Delta Q_{\Sigma*}\quad (9-34)$$

(4) 发电机经升压变压器后并联运行。发电机经升压变压器在高压母线上并联运行的状况如图9-35所示，若将变压器 T_1, T_2 的电抗 X_{T1}, X_{T2} 分别合并到发电机 G_1, G_2 的阻抗中，则对并联点高压母线电压 U 来说，其特性应该是下倾的，如图9-36中实线1、2所示。这样才能稳定两机无功负荷的分配。

但考虑到调节器感受电压为发电机端电压 U_{G1}, U_{G2} ，计及变压器压降 $j I_{Q-G1} X_{T1}$ 、 $j I_{Q-G2} X_{T2}$ 与 U 同相位，故有

$$\begin{aligned}U_{G1} &= U + I_{Q-G1} X_{T1} \\ U_{G2} &= U + I_{Q-G2} X_{T2}\end{aligned}$$

根据以上两式，可以作出分别以 U_{G1}, U_{G2} 为纵坐标的发电机外特性，如图9-36虚线1'、2'所示，具有负调差系数（注意， U_{G1}, U_{G2} 不是并联点电压）。如果增大负的调差系数，其大小正好补偿变压器阻抗上的压降，这样调节器可以维持高压母线电压基本恒定不变，这对提高电力系统稳定是十分有利的。

【例9-1】 某电厂有两台发电机在公共母线上并联运行。额定功率均为200MW，额定功率因数都是0.85，励磁调节器的调差系数 $\delta_1=0.04$ ， $\delta_2=0.05$ 。若系统无功负荷波动，使电厂无功增量为两机组总无功容量的20%，问各机组承担的无功负荷增量是多少？母线

电压变化量是多少?

解: 1号机的额定无功功率为

$$Q_{N2} = P_{N1} \tan \varphi_1 = 200 \tan (\arccos 0.85) = 123.95 \text{ (Mvar)}$$

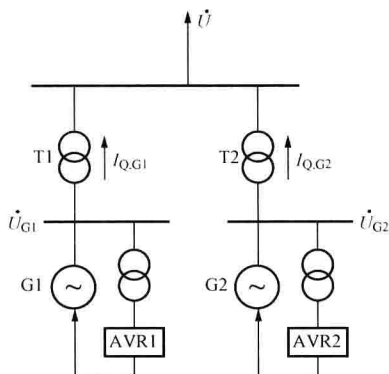


图 9-35 接线图

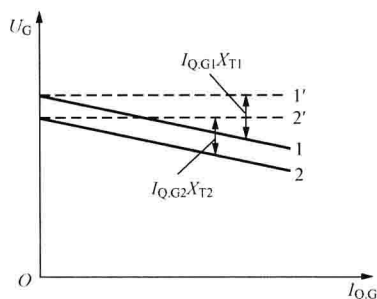


图 9-36 发电机—变压器接线外特性

2号机的额定无功功率为

$$Q_{N2} = Q_{N1} = 123.95 \text{ (Mvar)}$$

等值机的调差系数

$$\delta_{\Sigma} = \frac{\frac{Q_{N1} + Q_{N2}}{\frac{Q_{N1}}{\delta_1} + \frac{Q_{N2}}{\delta_2}}}{\frac{2 \times 123.95}{\frac{123.95}{0.04} + \frac{123.95}{0.05}}} = 0.04$$

母线电压变化值

$$\Delta Q_{\Sigma} = -\delta_{\Sigma} \Delta Q_{\Sigma} = -0.04 \times 0.2 = -0.008$$

各机组无功增量

$$\Delta Q_{1*} = -\frac{\Delta U_{\Sigma}}{\delta_1} = -\frac{-0.008}{0.04} = 0.2$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{1*} Q_{N1} = 0.2 \times 123.95 = 24.79 \text{ (Mvar)}$$

$$\Delta Q_{2*} = -\frac{\Delta U_{\Sigma}}{\delta_2} = -\frac{-0.008}{0.05} = 0.16$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{2*} Q_{N2} = 0.16 \times 123.95 = 19.83 \text{ (Mvar)}$$

可见, 同容量的发电机, 调差系数小的机组承担的无功负荷增量较大。

9.4 同步发电机微机励磁调节装置的构成及特点

随着电力系统的发展、发电机的单机容量不断增加, 系统越来越大、越来越复杂, 对励磁调节装置的要求也日益提高; 同时随着计算机和大规模集成电路在电力工业中的广泛应用, 微机(数字)型励磁调节装置将替代模拟型励磁调节装置。

无论微机(数字)或模拟型, 励磁调节装置构成的主要环节都是相似的, 由于微机型励磁调节装置借助其软件优势, 在实现复杂控制和增加辅助功能等方面有很大的优越性和灵活性。微机型励磁调节装置是由一专用的计算机控制系统构成, 如按计算机控制系统来划分,

则由硬件（即电气元件）和软件（即程序）两部分组成，以下分别进行介绍。

9.4.1 微机型励磁调节装置的构成

1. 硬件电路

按照计算机控制系统组成原则，硬件的基本配置由主机、输入输出接口和输入输出过程通道等环节组成。由于大规模集成电路技术日益进步，计算机技术不断更新，具体的系统从单微处理器（CPU）、多微处理器向分布式网络方向发展。所以微机型励磁调节装置的硬件也将随之变化，无固定模式而言。它的典型框图如图 9-37 所示。

(1) 模拟量输入和电量变送器（原理同微机保护硬件，详见微机保护）。一般来说，发电机微机励磁系统的输入为发电机电压 U_G 、电流 I_G 。有的产品还输入发电机有功功率 P_G 和无功功率 Q_G 、频率 f 和励磁电流 I_e 。输入两路发电机电压 U_{G1} 和 U_{G2} 是为了防止电压互感器断线（如熔丝熔断）时产生误调节。发电机励磁电流可以取自晶闸管整流电路的交流侧，如图 9-37 所示；也可以取自晶闸管整流电路的直流侧，由直流互感器供给。输入微机式励磁调节装置的这些模拟电量需转换成数字量才能输入到微机励磁调节装置的核心部分——微型计算机中。模拟量输入计算机的方式有两种，即采用电量变送器和交流采样。

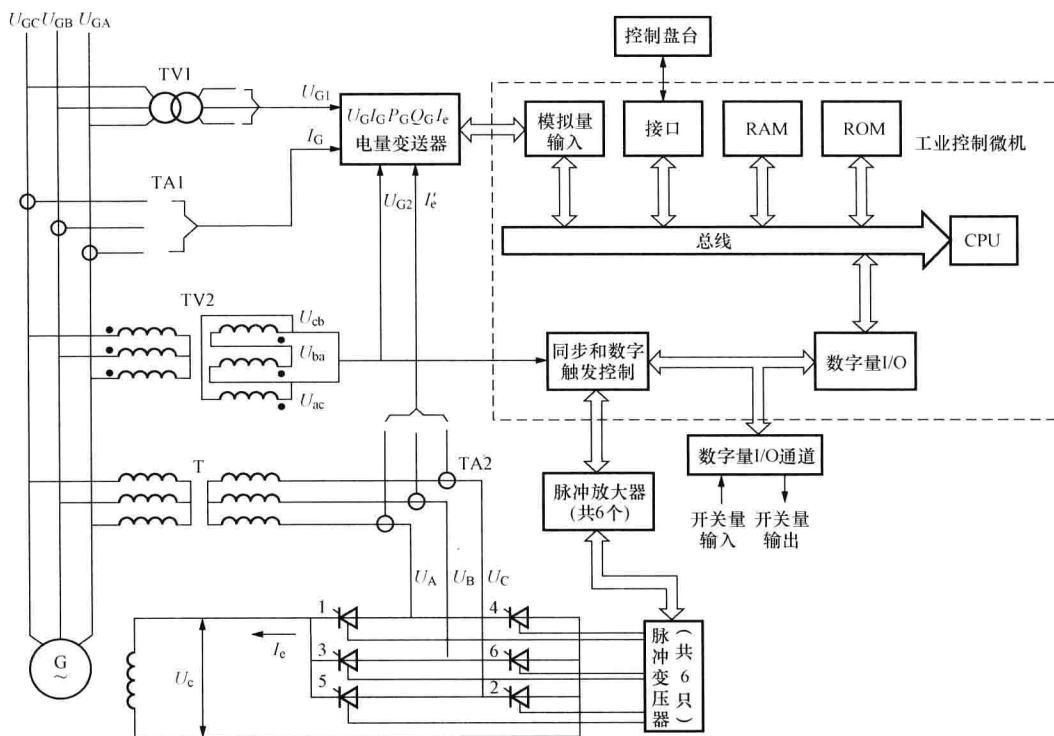


图 9-37 典型微机型励磁调节装置框图

(2) 工业控制微型计算机。图 9-37 中，虚线框内为微机励磁调节装置配用的工业控制微型计算机。主机是励磁调节装置的核心部件。它根据从输入通道采集的发电机运行状态变量的实时数据，控制计算和逻辑判断，求得控制量。该控制量即为要求将晶闸管的控制角 α 调整的角度。该控制量输入到“同步和数字触发控制”单元，发出载有控制角 α 的触发脉冲信号，经脉冲放大器放大和脉冲变压器整形后送到晶闸管整流桥的 SCR1~SCR6，从而实

现对发电机励磁电流 I_f 的控制。

(3) 接口电路。在计算机控制系统中,输入、输出通道是不能直接与主机交换信息的,必须由接口电路来完成两者间传递信息的任务。励磁调节装置除采用通用的接口电路如并行和管理接口(中断、计数/定时)外,还在微机中设置了与模拟量连接的模拟输入接口、与数字量连接的数字量 I/O 接口和与监控盘台连接的接口电路。

(4) 同步和数字触发控制电路。同步和数字触发控制电路是数字励磁调节装置的一个专用输出过程通道。它的作用是将微型计算机 CPU 计算出来的、用数字量表示的晶闸管控制角转换成晶闸管的触发脉冲。实现上述转换有两种方式:①将 CPU 输出的表征晶闸管控制角的数字量转换成模拟量,再经过模拟式触发电路产生触发脉冲,经放大后去触发晶闸管整流桥中的晶闸管;②用数字电路将 CPU 输出的表征晶闸管控制角的数字量直接转换成触发脉冲,经放大后去触发晶闸管,这种方式称为直接数字触发。

为了保证晶闸管按规定的顺序导通,保证晶闸管触发脉冲与晶闸管的阳极电压同步,必须有同步电压信号。

(5) 并行 I/O 和显示接口。励磁调节装置也需要采集发电机运行状态信息,如断路器、灭磁开关等状态信息。这些状态信号经转换后与数字输入接口电路连接。外部中断申请以及机组启动和停机、励磁系统开关量状态、过励保护等继电器触点信号等都通过并行 I/O 传输。为了便于调试和运行监视,设有接口与监控盘台通信,以便在盘台上显示必要的信息,如实时控制角、调差压降、有关程序运行标志等,还有供运行人员操作的控制设备,用于增、减励磁和监视调节器的运行。另外还有供程序员使用的操作键盘,用于调试程序、设定参数等。

励磁系统运行中异常情况的告警或保护等动作信号从接口电路输出后,也需变换,以便驱动相应的设备,如灯光、音响等。

2. 软件框图

(1) 软件的组成。发电机的励磁调节是一个快速实时的闭环调节,它对发电机机端电压的变化要有很高的响应速度,以维持端电压在给定水平;同时,为了保证发电机的安全运行,励磁调节装置还必须具有对发电机及励磁系统起保护作用的一些限制功能,如强励和低励限制等。

微型励磁调节装置的调节和限制及控制等功能,都是通过软件实现的。它不仅取代了模拟式励磁调节装置中某些调节和限制电路,而且扩充了许多模拟电路难以实现的功能,充分体现了微型励磁调节装置的优越性。

微机励磁调节装置的软件由监控程序和应用程序组成。监控程序就是计算机系统软件,主要为程序的编制、调试和修改等服务,而与励磁调节没有直接关系,但仍作为软件的组成部分安置在微机励磁调节装置中。应用程序包括主程序和调节控制程序,是实现励磁调节和完成数据处理、控制计算、控制命令的发出及限制、保护等功能的程序,以及用于实现交流信号的采样及数据处理、触发脉冲的软件分相和机端电压的频率测量等功能。微机励磁调节装置软件设计主要集中在主程序和调节控制程序。

(2) 主程序的流程及功能。主程序流程如图 9-38 所示。

1) 系统初始化。系统初始化就是在微机励磁调节装置接通电源后、正式工作前,对主机以及开关量、模拟量输入输出等各个部分进行模式和初始状态设置,包括对中断初始化、

串行口和并行口初始化等。系统初始化程序运行结束就意味着微机励磁调节装置已准备就绪，随时可以进入调节控制状态。

2) 开机条件判别及开机前设置。图 9-39 是开机条件判别及开机前设置流程图。现假定微机励磁调节装置用于水轮发电机励磁系统。首先判别是否有开机命令。若无开机命令，则检查发电机断路器分、合状态。分，表明发电机尚未具备开机条件，程序转入开机前设置，然后重新进行开机条件判别；合，表明发电机已并入电网运行，转速一定在 95% 以上，程序退出开机条件判别。若有开机命令，则反复不断地查询发电机转速是否达到 95%，一旦达到了，表明开机条件满足，结束开机条件判别，进入下一阶段。

开机前设置主要是将电压给定值置于空载额定位置以及将一些故障限制复位。

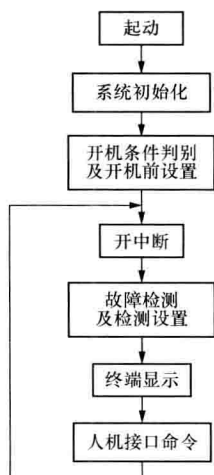


图 9-38 主程序流程图

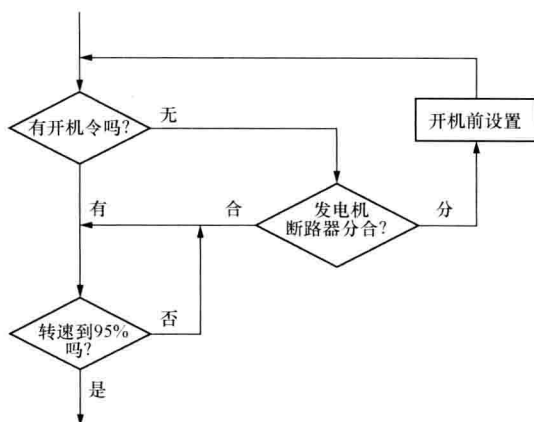


图 9-39 开机条件判别及开机前设置流程图

3) 开中断。微机励磁调节装置的调节控制程序是作为中断程序调用的。因此，主程序中“开中断”一框表示微机励磁调节装置在此将调用各种调节控制程序实现各种功能。开中断后，中断信号一出现，CPU 即中断主程序转而执行中断程序，中断程序执行完毕，返回，继续执行主程序。

4) 故障检测及检测设置。微机励磁调节装置中配备了对励磁系统故障的检测及处理程序，它包括 TV 断线判别、工作电源检测、硬件检测信号、自恢复等。检测设置就是设置了一个标志，表明励磁系统已经出现了故障，以便执行故障处理程序。

5) 终端显示和人机接口命令。为了监视发电机和微机励磁调节装置的运行情况，可通过液晶显示器动态地将发电机和励磁调节装置的一些状态变量显示在屏幕上。终端显示程序将需要监视的量从计算机存储器中按一定格式送往终端 LED 显示器显示出来。

在调试过程中，往往需要对一些参数进行修改，为此设计了人机接口命令程序。该程序能实现对电压偏差的比例积分微分 (PID) 调节参数、调差系数等在线修改。

(3) 调节控制程序的流程和功能。图 9-40 所示为调节控制程序流程图。对于晶闸管全控桥式整流电路，每个交流周期内触发 6 次，对于 50Hz 的工频励磁电源则每秒触发 300 次。为了满足这种实时性要求，中断信号每隔 60° 电角度出现一次，每次中断间隔时间约 3.3ms。要在每个中断间隔时间内，执行完所有的调节控制计算和限制判别等程序是不可能

的。因此,程序采用分时执行方式,在每个周期的6个中断区间,分别执行不同的功能程序。这6个中断区间以同步信号为标志。

进入中断以后,首先压栈保护现场,将被中断的主程序断点和寄存器的内容保护起来,以便中断结束后返回到主程序断点继续运行。接下来查询是否有同步信号。同步信号是通过开关量输入输出接口读入的。若没有同步信号则表示没有励磁电源,不执行调节控制程序,退出中断。若有同步信号则查询是否有机组故障信号。因为机组故障是紧急事件,必须马上处理。一旦查询到机组故障信号便转入逆变灭磁程序。若机组正常无故障,且发电机断路器在分开状态(即机组空载运行),则检查空载逆变条件是否满足。空载逆变条件有三个:①有停机令;②发电机机端电压大于130%额定电压;③发电机频率低于45Hz。只要其一成立,则转入逆变灭磁程序。如果发电机处于闭合状态(即机组并网运行),或空载运行而不需逆变灭磁,则转入调节计算程序或限制控制程序。

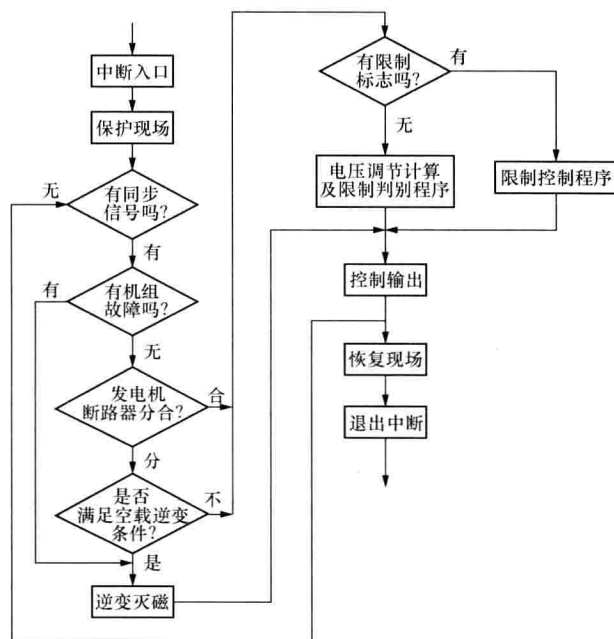


图 9-40 调节控制程序流程图

在执行调节计算程序或限制程序之前,首先检查是否有限制标志。限制标志包括强励限制标志、过励限制标志和欠励限制标志。若有限制标志即转入限制控制程序;若无则转入正常调节计算及限制判别程序。

执行电压调节计算程序或限制程序后,就得出晶闸管的控制角和应触发的桥臂号。“控制输出”将输出到同步和数字触发控制电路,生成晶闸管的触发脉冲。然后恢复现场,退出中断,回到主程序。

(4) 电压调节计算。电压调节计算流程包括采样程序、调差计算程序和对电压偏差的比例调节等。

采样控制程序的作用是将各种变送器送来的电气量经 A/D 转换成微机能识别的数字量,供电压调节计算使用。被采集的量有发电机电压、有功功率、电感性无功功率、电容性无功

功率、转子电流和发电机电压给定值。

调差计算是为了保证并联运行机组间合理分配无功功率而进行的计算,作用相当于模拟式励磁调节装置的调差单元。

在硬件配置不变的情况下,数字励磁调节装置采用不同的算法就可实现不同的控制规律,如对电压偏差的比例(P)调节、比例积分(PI)调节、比例积分微分(PID)调节等。实现不同的控制规律只需修改软件,而不需修改硬件。这样可以很方便地用同一套硬件构成满足不同要求的发电机励磁系统,体现了数字式励磁调节装置特有的灵活性。

(5) 限制判别程序。为了减少电网事故造成的损失,一般希望发生事故时发电机尽量保持并网运行而不要轻易解列。而电网事故又往往造成发电机运行参数超过允许范围。为了保证电网事故时发电机尽量不解列,而又不危及发电机安全运行,容量在 100MW 以上的发电机一般应设置励磁电流限制。为此目的设置的限制包括强励定时或反时限限制、过励延时限制和欠励限制。为了防止发电机空载运行时由于励磁电流过大导致发电机过饱和而引起过热,还应设置发电机空载最大磁通限制。这些限制用模拟电路实现比较困难,所以,在模拟式励磁系统中一般不设置或只设置必要的 1 种或 2 种。在微机励磁系统中,只增加一些应用程序,不增加或很少增加硬设备,就可实现上述各种限制。因此,微机励磁调节装置都配置有较完善的励磁电流限制功能。

限制判别程序的作用是判别发电机是否运行到了应该对励磁电流进行限制的状态。当被限制的参数超过限制值时,持续一定时间后,程序设置某种限制标志,表明发电机的某一运行参数已经超过了限制值,应该进行限制了。在下一次中断,进入调节控制程序之前,首先检查是否有限制标志:有,则执行限制控制程序;无,则执行调节计算程序,如图 9-40 所示。

9.4.2 微机型励磁调节装置的主要性能特点

1. 硬件简单,可靠性高

由于采用了微处理器,以往调节器中的操作回路、部分可控整流触发回路、各种保护功能、机械或电子的电压整定机构都可以简化或省去,采用软件来完成。这样就大大减少了印刷电路板的数量,电路元件减少、焊点少、接插件少,使装置可靠性提高。

2. 便于实现复杂的控制方式

复杂的控制方式,如最优控制、自适应控制、人工智能等,往往要求大量的计算和判断,这对模拟式的励磁调节装置是不可能实现的,而微机型励磁调节装置为实现复杂的控制提供了可能性。

3. 硬件易实现标准化,便于产品更新换代

微机型励磁调节装置,硬件的功能主要是输入发电机的参数如电压、电流、励磁电压、励磁电流等,输出各控制、报警信号及触发脉冲。这是任何晶闸管作为励磁调节装置的执行元件都必须具备的电路。对于不同容量、不同型号的发电机,只要改变软件及输出功率部分就可以。这样便于标准化生产,便于产品升级换代。硬件的调试工作量也大大减少。

4. 显示直观

发电机的各种运行状态、运行参数、保护定值等都可以通过显示面板的数码管显示出来,不仅显示十进制,还可以显示十六进制数。除此之外还可显示各种故障信号,为运行人员提供了极大的方便。

5. 通信方便

可以通过通信总线、串行接口或常规模拟量方式方便灵活地与上位计算机通信或接受上位计算机控制命令。上位计算机可直接改变机组给定电压值,非常简单地实现全厂机组的无功成组调节及母线电压的实时控制,便于实现全厂的自动化。

9.5 自动并列基本原理

9.5.1 电力系统并列操作的意义

电力系统中,各发电机是并列在一起运行的。并列运行的同步发电机,其转子以相同的电角速度旋转,每个发电机转子的相对电角速度都在允许的极限值以内,称之为同步运行。

电力系统并列操作一般是指两个交流电源在满足一定条件下的互联操作,也叫同步操作、同期操作或并网。

发电厂中,将发电机组投入运行是经常进行的操作。一般来说,发电机在没有并入电网前,与系统中的其他发电机不是同步的。在系统正常运行时,随着负荷的增加,要求备用发电机迅速投入系统,以满足用户用电量增长的要求;在系统发生事故时,会失去部分电源,要求将备用机组快速投入系统,制止电力系统崩溃,这些情况均要通过并列操作来实现,以使发电机组安全可靠、准确快速地投入,确保系统运行的可靠、经济。因此,并列操作是频繁出现的,并且是一项关系到系统安全与稳定运行的重要操作。

在变电站或发电厂网控室中,要求将已解列为两部分运行的系统进行并列,这种操作也称为并列操作。通过并列操作可解决系统中分开运行的线路断路器正确合闸的问题,实现系统并列运行,以提高系统的稳定性、可靠性及线路负荷的合理、经济分配。系统间并列操作的基本原理与发电机并列相同,但调节比较复杂,且实现的具体方式有一定差别。

电力系统这两种基本并列操作中,以同步发电机的并列操作最为频繁和常见,如果操作不当或误操作,将产生极大的冲击电流,会损坏发电机,引起系统电压被动,甚至会导致系统振荡,破坏系统稳定运行。因此对同步发电机的并列操作有两个基本要求,即①并列瞬间,发电机的冲击电流不应超过规定的允许值;②并列后,发电机应能迅速进入同步运行。

9.5.2 并列方法

对同步发电机并列一般分为准同步并列和自同步并列两种方法。

(1) 准同步并列。先给待并发电机加励磁,使发电机建立起电压,调整发电机的电压和频率,当与系统电压和频率接近相等时,选择合适的时机,使发电机电压与系统电压之间的相相差接近 0° 时合上并列断路器,将发电机并入电网。若整个过程是人工完成的,称为手动准同步并列;若是自动进行的,则称为自动准同步并列。

准同步并列的优点是并列时产生的冲击电流较小,不会使系统电压降低,并列后容易拉入同步,因而在系统中广泛采用。

(2) 自同步并列。先将未加励磁电流的发电机的转速升到接近额定转速,再投入断路器,然后立即合上励磁开关供给励磁电流,随即将发电机拉入同步。

自同步的优点是操作简单、并列速度快,在系统发生故障、频率波动较大时,发电机组仍能并列操作并迅速投入电网运行,可避免故障扩大,有利于处理系统事故。但因合闸瞬间发电机定子吸收大量无功功率,导致合闸瞬间系统电压下降较多,所以自同步并列很少

应用。

GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》规定：“在正常运行情况下发电机的并列应采用准同步方式；在故障情况下，水轮发电机可以采用自同步方式”。

自同步不能用于两个系统之间的并列。本书中将以准同步并列方式为重点内容。

9.5.3 准同步并列条件

下面以同步发电机准同步并列为例，来讨论偏离并列条件所产生的影响。

准同步并列方式的示意图如图 9-41 所示。

并列前断路器两侧电压的瞬时值为：

$$u_G = U_{Gm} \sin(\omega_G t + \varphi_{0G}) \quad (9-35)$$

$$u_S = U_{Sm} \sin(\omega_S t + \varphi_{0S}) \quad (9-36)$$

式中 u_G 、 u_S ——待并发电机和系统侧电压的瞬时值；

U_{Gm} 、 U_{Sm} ——待并发电机和系统侧电压的幅值；

ω_G 、 ω_S ——待并发电机和系统侧电压的角频率；

φ_{0G} 、 φ_{0S} ——待并发电机和系统侧电压的初相角。

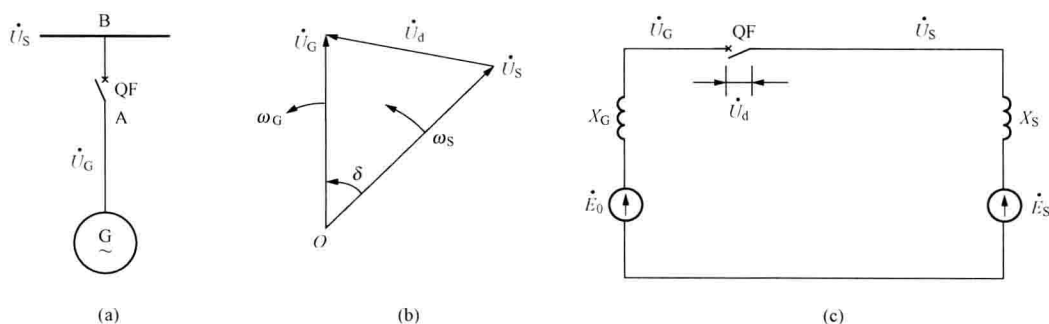


图 9-41 准同步并列方式的示意图

(a) 电路示意图；(b) 相量图；(c) 等值电路图

由图 9-41 可见，理想情况下，在并列断路器主触头闭合瞬间，若使冲击电流为零，断路器两侧电压相量应完全重合，因此，并列条件应为：①发电机电压和系统的电压相序必须相同；②发电机电压和系统电压的幅值相同，即 $U_{Gm} = U_{Sm}$ ；③发电机电压和系统电压的频率相同，即 $\omega_G = \omega_S$ ；④发电机电压和系统电压的相位相同，即相角差 $\delta = 0^\circ$ 。

实际上，条件①在发电机并列前已经满足，所以并列操作时主要控制和检测后三个条件。后三个条件必须同时满足，如有一个条件不满足，都有可能产生很大的冲击电流至引起发电机的强烈振荡。

现将准同步并列的各个条件对同步过程的影响分析如下。

1. 电压差值的影响

若发电机电压的频率、相位和系统侧电压的频率、相位相同，仅电压的幅值不相同，即 $\omega_G = \omega_S$ ， $\delta = 0^\circ$ ， $U_G \neq U_S$ 。如图 9-42 (a) 所示。由于断路器两侧存在电压差 \dot{U}_d ， $\dot{U}_d = \dot{U}_G - \dot{U}_S$ ，则会产生冲击电流。冲击电流的有效值为

$$I_h'' = \frac{U_G - U_S}{X_d'' + X_S} \quad (9-37)$$

式中 X_d'' ——发电机直轴次暂态电抗；
 X_s ——电力系统等值电抗。

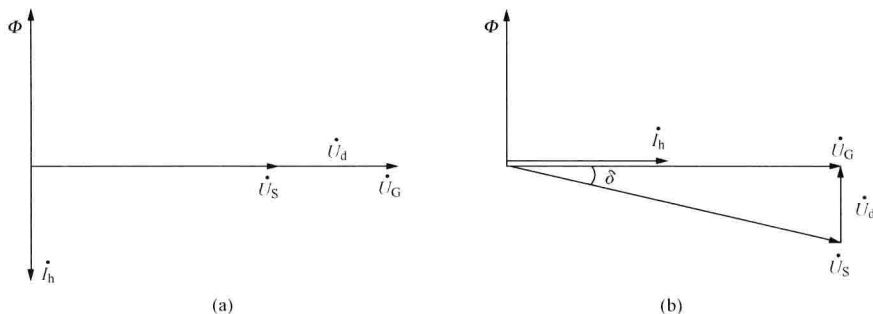


图 9-42 准同步条件分析

从图 9-42 (a) 可以看出, 冲击电流 \dot{I}_h 滞后电压差 \dot{U}_d 90° , 为无功电流分量, 冲击电流的最大瞬时值为

$$I_{hm}' = \sqrt{2} K_h I_h' \quad (9-38)$$

式中 K_h ——冲击系数, 取 $1.8 \sim 1.9$ 。

冲击电流的电动力会对发电机绕组产生影响, 当电动力较大时, 有可能引起发电机绕组的端部变形。由于并列操作为正常运行操作, 因此, 冲击电流的最大瞬时值应限制在 $1 \sim 2$ 倍额定电流以下为宜。

2. 相角差的影响

发电机电压的频率、电压的幅值和系统侧电压的频率、电压的幅值相同, 仅相位不相同, 即 $\omega_G = \omega_S$, $U_G = U_S$, $\delta \neq 0^\circ$, 如图 9-42 (b) 所示。由于此时发电机为空载运行, 电动势即为端电压, 且与系统侧电压幅值相等, 则产生冲击电流的有效值为

$$I_h' = \frac{2E_q''}{X_q'' + X_s} \sin \frac{\delta}{2} \quad (9-39)$$

式中 X_q'' ——发电机交轴次暂态电抗；

E_q'' ——发电机交轴次暂态电动势。

当相角差较小时, 这种冲击电流主要为有功电流分量, 说明合闸后发电机与电网间立刻交换有功功率, 使机组转轴受到突然冲击, 这对机组和电网运行都是不利的。为了保证机组安全运行, 一般将有功冲击电流限制在较小数值。参照式 (9-38), 可求出其冲击电流最大瞬时值。

从式 (9-39) 可见, 并列时相角差 δ 越大 ($0^\circ \sim 180^\circ$ 范围内), 产生的冲击电流也越大, $\delta = 180^\circ$ 时, 冲击电流最大。为使发电机并列时不产生过大的冲击电流, 应在 δ 接近于 0° 时合闸。通常并列操作的允许合闸相角差不超过 10° , 对于 200MW 及以上机组, 合闸相角差不超过 $2^\circ \sim 4^\circ$ 。

当并列时, 发电机和系统电压之间既存在幅值差, 又存在相角差, 这时所产生的冲击电流可综合以上两种典型情况进行分析。

3. 频率差的影响

当待发电机的电压与系统电压之间电压幅值相等, 频率不等, 即 $U_G = U_S$, $\omega_G \neq \omega_S$

时,发电机电压与系统电压及电压差的相量图如图 9-43 (a) 所示。断路器两侧电压是随时间变化的,称为脉动电压 \dot{U}_d 。系统电压、发电机电压及脉动电压的波形图如图 9-43 (b) 所示。

脉动电压 u_d 的瞬时值表达式为

$$u_d = u_G - u_S = U_{Gm} \sin(\omega_G t + \varphi_{0G}) - U_{Sm} \sin(\omega_S t + \varphi_{0S})$$

为简化分析,设 $\varphi_{0G} = \varphi_{0S} = 0$, $U_{Gm} = U_{Sm} = U_m$, 则

$$u_d = U_m \sin \omega_G t - U_m \sin \omega_S t = 2U_m \sin\left(\frac{\omega_G - \omega_S}{2}t\right) \cos\left(\frac{\omega_G + \omega_S}{2}t\right) \quad (9-40)$$

若定义 $U_d = 2U_m \sin\left(\frac{\omega_G - \omega_S}{2}t\right)$ 为脉动电压幅值, 则

$$u_d = U_d \cos\left(\frac{\omega_G + \omega_S}{2}t\right) \quad (9-41)$$

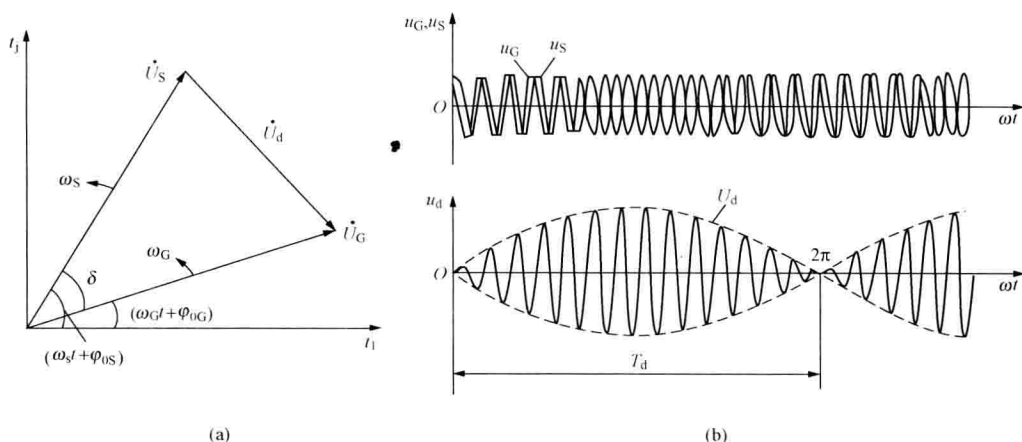


图 9-43 准同步时频率条件分析

(a) 相量图; (b) 脉动电压

脉动电压 u_d 的波形可以看成是幅值为 U_d 、频率接近于工频的交流电压。断路器两侧电压的频率差 $\omega_d = \omega_G - \omega_S$, 称为滑差角频率, 简称滑差。则两电压相量间的相角差为

$$\delta = \omega_d t \quad (9-42)$$

于是, 脉动电压的幅值可表示为

$$U_d = 2U_m \sin \frac{\omega_d}{2} t = 2U_m \sin \frac{\delta}{2} \quad (9-43)$$

由图 9-43 可见, 当发电机频率与系统频率不等时, 发电机和系统电压相量将以各自的角速度旋转, 若以系统电压相量 \dot{U}_S 为参考量, 则待并发电机电压相量 \dot{U}_G 将以 ω_d 的角速度相对 \dot{U}_S 旋转。当 $\omega_G > \omega_S$ 时, $\omega_d > 0$, 发电机电压相量 \dot{U}_G 将绕 \dot{U}_S 逆时针旋转; 当 $\omega_G < \omega_S$ 时, $\omega_d < 0$, 发电机电压相量 \dot{U}_G 将绕 \dot{U}_S 顺时针旋转; 当发电机频率与系统电压频率相等时, $\omega_G = \omega_S$, 发电机电压相量 \dot{U}_G 与 \dot{U}_S 相对静止。

当发电机电压相量 \dot{U}_G 绕 \dot{U}_S 旋转时, 相角差 δ 相应地在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 范围内周期变化, 脉动电压也相应地周期变化。滑差角频率与滑差频率间的关系为

$$\omega_d = 2\pi f_d \quad (9-44)$$

式中 $f_d = f_G - f_S$ 。

所以脉动电压周期，即滑差周期为

$$T_d = \frac{2\pi}{|\omega_d|} = \frac{1}{|f_d|} \quad (9-45)$$

滑差周期 T_d 的长短反映了待并发电机和系统间的频差大小。 T_d 短表示频差大；反之 T_d 长表示频差小。当滑差角频率用标么值 ω_{d*} 表示时

$$\omega_{d*} = \frac{2\pi f_d}{2\pi f_N} = \frac{\omega_d}{2\pi f_N} \quad (9-46)$$

式中 f_N ——工频额定频率。

滑差周期 T_d 、滑差频率 f_d 、滑差角频率 ω_d 都可用来表示待并发电机与系统间频率相差的程度。并列合闸时的相角差 δ 与对断路器发出合闸命令的时刻有关。如果发出合闸命令的时刻不恰当，就有可能在相角差较大时合闸，从而引起较大的冲击电流。此外，如果在频率差较大时并列，频率较高的一方在合闸瞬间会将多余的动能传递给频率低的一方，即使合闸时的 δ 不大，当传递能量过大时，待并发电机需经历一个暂态过程才能拉入同步运行，严重时甚至导致失步。图 9-44 所示为待并发电机组进入同步运行的暂态过程示意图。

众所周知，当发电机组与系统间进行有功功率交换时，如果发电机的电压 \dot{U}_G 超前系统电压 \dot{U}_S ，发电机发出功率，则发电机将制动而减速。反之，当 \dot{U}_G 落后 \dot{U}_S 时，发电机吸收功率，则发电机将加速。所以交换功率的方向与相角差 δ 的正负有关。

定义发电机发出功率为“发电机状态”，发电机吸收功率为“电动机状态”。现设原动机的输入功率恒定不变，又 $\omega_G > \omega_S$ ，令合闸时的相角差为 δ_0 （图 9-44 中的 a 点），并为超前情况。可见合闸后发电机处于“发电机状态”而受到制动。发出功率沿功角特性到达 b 点时 $\omega_G = \omega_S$ ，这时发电机仍处于“发电机状态”，所以 ω_G 继续减小，由于 $\omega_G < \omega_S$ ，所以 δ 逐渐减小，发电机功率沿特性曲线住回摆动到达坐标原点时，因 ω_G 小于 ω_S 而使相角差 δ 开始变为负值，交换功率变负，发电机组处于“电动机状态”又重新加速，交换功率沿特性曲线变动直到 $\omega_G = \omega_S$ ，如图 9-44 中的 c 点所示。过 c 点，发电机的加速又使相角差 δ 向反方向变化。这样的来回摆动，直到由于阻尼等因素进入同步运行时为止。

显然，进入同步状态的振荡过程与合闸

时滑差角频率 ω_{d0} 的大小有关。当 ω_{d0} 较小时，到达最大相角 b 点时的 δ_b 较小，可以很快进入同步运行。当 ω_{d0} 较大时，如图 9-44 示，则需经历较长时间振荡才能进入同步运行。如

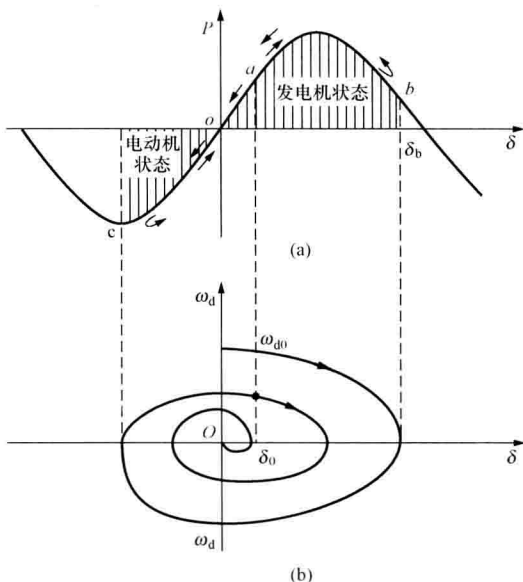


图 9-44 待并发电机组进入同步运行的暂态过程示意图

果 ω_{d0} 很大, b点超出 180° , 则将导致失步。所以合闸时 ω_{d0} 的极限值应根据发电机能否进入同步运行的稳定条件进行校验。在一般情况下, 并列时的值远小于上述极限值, 因此可以不必校验。但是, 当并列的发电机组与系统间联系较弱时, 也有可能需按稳定条件对 ω_{d0} 进行校验。

另外, 同步发电机并列时的相角差是发电机的转子直轴(d轴)和定子三相电流合成的同步旋转磁场磁轴之间的角差。在断路器合闸的那一瞬间, 系统电压施加在发电机定子上, 由其产生的三相电流在发电机内产生的以角速度 ω_s 旋转的合成旋转磁场, 定子磁场和转子作用将产生一个电磁转矩, 强迫发电机转子轴系(发电机转子、原动机转子、励磁机转子等的合成体)的磁轴与其取向一致。若同步时角度较大, 则对转子轴系统绕组及机械体系的伤害是巨大的, 会产生例如绕组线棒变形松脱、出现转子一点或多点接地、联轴器螺栓扭曲、主轴出现裂纹等现象。

事实上在相角差不为零的情况下进行发电机并网有时还会诱发更为惨重的后果——次同步谐振(扭振)。随着电力系统的发展, 带串补的远距离输电线路越来越多, 发电机单机容量越来越大, 电力系统的电气谐振频率 f_e 有时比工频(50Hz)低很多。而发电机组转子轴系也有一个远比工频低得多的机械谐振频率 f_m , 则当在电力系统的某种运行方式下, 如果出现 $f_e + f_m = 50\text{Hz}$ 时, 只要系统出现一个扰动, 例如短路或是不良并网, 就将诱发不断增长的电气系统与发电机组转子轴系机械系统的次同步谐振。此时将导致定子的电磁转矩和转子轴系的扭矩不断增长, 它们相互间的这种能量交换最终引起转子轴系的严重损毁, 有时使主轴断成几段飞速出去, 在国内外电力系统都不乏这种例子。因此, 准同步操作时, 严格控制相角差是同步条件中最重要的一环之一。

由以上分析可见, 在同步并列时, 频率差、电压差和相角差都是直接影响发电机运行、寿命及系统稳定的因素。只有三个同步条件都满足时并列, 才不会产生冲击电流, 不会危及系统的安全稳定。但是在实际操作中, 同时满足三个理想并列条件不太可能, 也没有必要, 只要并列时引起的冲击电流在允许范围内, 不会危及系统安全, 上述三个条件允许有一定的偏差, 但偏差必须严格控制在一定范围内。

准同步并列的实际条件一般规定如下:

(1) 待并发电机电压幅值与系统电压幅值应接近相等, 误差不应超过 $\pm(5\% \sim 10\%)$ 的额定电压。

(2) 待并发电机频率与系统频率应接近相等, 误差不应超过 $\pm(0.2\% \sim 0.5\%)$ 的额定频率。

(3) 并列断路器触头应在发电机电压与系统电压相位差接近零度时刚好接通。合闸瞬间相位差一般不应超过 $\pm 10^\circ$ 。

按自动化程度不同, 准同步装置能自动地调整频率, 至于电压的调整, 有些装置能自动地进行, 也有一些装置没有设专门的电压自动调节回路, 需要靠发电机的自动调节励磁装置或由运行人员手动进行调整。当同步条件满足后, 装置能选择合适的时机自动地发出合闸脉冲。

有关规程规定, 当采用准同步方式时, 一般应装设自动准同步装置和手动准同步装置, 并均应带有非同步合闸闭锁装置。对6000kW及以下发电机, 可只设带有非同步合闸闭锁的手动准同步装置。目前, 准同步并列方式已成为电力系统中主要的并列方式。

9.5.4 电厂的同步点

在发电厂内,凡可以进行并列操作的断路器,都称之为电厂的同步点。通常发电机的出口断路器都是同步点,发电机—变压器组用高压侧断路器作为同步点,双绕组变压器用低压侧断路器作为同步点,母联断路器、旁路断路器都应设为同步点,图9-45所示的发电机主接线图中,凡打“*”号的断路器均为同步点。

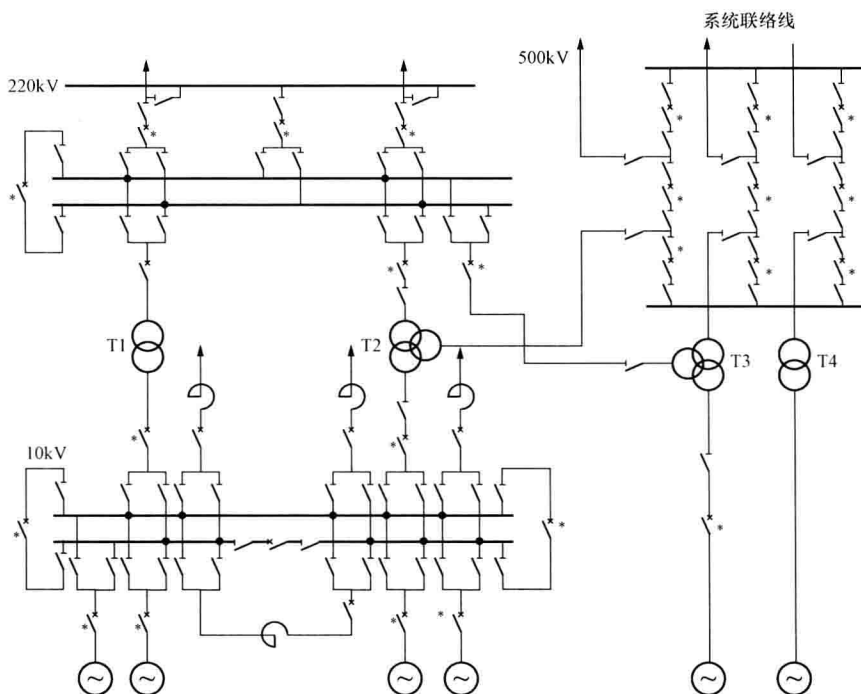


图 9-45 发电厂主接线图 (* 表示同步点)

按并列的特征不同,可分为差频并网和同频并网两类。差频并网的特征是:在并网之前,同步点断路器两侧是没有电气联系的两个独立的系统,它们在并列前往往不是同步的,存在频率差、电压差。由于频率的不同,使得两电源之间的相角也不断地变化。在进行并列操作时需要满足同步的三个条件,即在电压差、频率差满足要求时,捕捉两侧电压相角差为零的时机完成并列。

同频并网的特征是:并列前同步点断路器两侧电源已存在电气联系,电压可能不同,但频率相同,且存在一个固定的相角差。从本质上讲,同频并网只不过是在有电气联系的两电源之间增加一条连线,因此同频并网也叫合环。

同步点的设置要考虑系统、发电厂、变电站在各种运行方式下操作的灵活方便,也应具体考虑并列操作过程中调节的可行性。

9.6 自动准同步装置基本原理

采用准同步方式并列,并列操作时冲击电流较小,对电网不会产生大的扰动,并列后系统很快进入稳定运行,因此是发电厂和变电站中应用广泛的同步方式。

本节以用于发电厂同步发电机并列操作的自动准同步装置为例,介绍自动准同步装置的基本工作原理。

9.6.1 自动准同步装置的基本组成

为实现同步发电机的自动准同步并列,自动准同步并列装置一般由合闸信号控制单元、频率差控制单元、电压差控制单元及电源等基本部分组成,如图 9-46 所示。

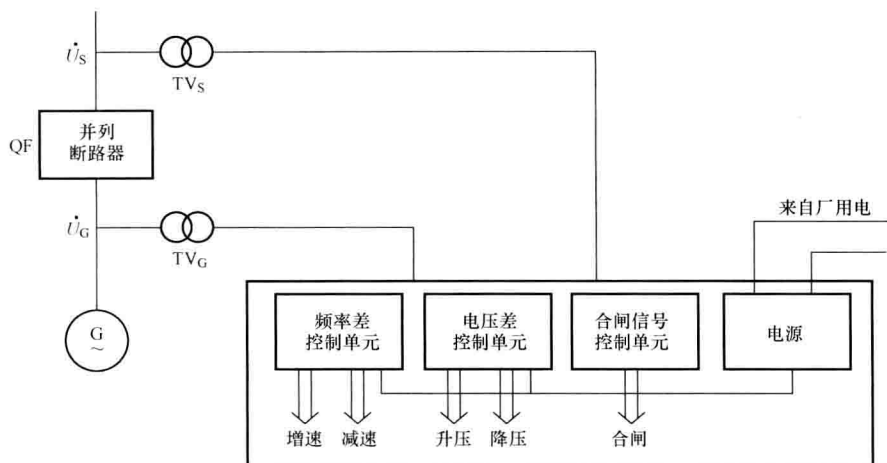


图 9-46 准同步并列装置主要组成部件

(1) 合闸信号控制单元。其作用是检查并列条件是否满足,当待并机组的频率和电压都满足并列条件时,合闸控制单元就选择合适的时间发出合闸信号,使并列断路器 QF 的主触头接通时相角差 δ 接近于零或控制在允许范围以内。只要这三个同步条件中有一个不满足要求,就闭锁合闸。

(2) 频差控制单元。其作用是当频率条件不满足要求时,进行频率的调整。当发电机频率高于系统频率时,发减速命令;当发电机频率低于系统频率时,发增速命令。减速命令或增速命令作用于机组的调速器上,调节发电机的转速,使发电机的频率接近系统频率。另外,当发电机频率与系统频率相差很小时,会出现同步不同相现象,频差控制单元应发调速命令(一般为增速命令),加快机组的并列。

(3) 电压差控制单元。其作用是当电压条件不满足要求时,进行电压的调整。当发电机电压高于系统电压时,发降压命令;当发电机电压低于系统电压时,发增压命令。降压命令或增压命令作用于机组的励磁调节器上,调节发电机的电压,使发电机的电压接近系统电压。

9.6.2 自动准同步装置的基本原理

1. 整步电压

由图 9-43 (b) 可见,若将脉动电压 u_d 中的频率较高部分滤掉,得到脉动电压的包络线,并经整流后,得到脉动电压的包络线的上半部分,这是一个包含同步信息量的电压,称之为整步电压 U_{sy} ,即

$$U_{sy} = 2U_m \left| \sin \frac{\omega_d t}{2} \right| = 2U_m \left| \sin \frac{\delta}{2} \right| \quad (9-47)$$

整步电压 U_{sy} 的波形图如图 9-47 所示。整步电压的特点如下。

(1) 整步电压随相角差 δ 周期变化。当 δ 从 $0^\circ \sim 180^\circ \sim 360^\circ$ 变化一个周期, U_{sy} 相应地从最小—最大—最小变化一个周期, 若在 U_{sy} 最小时断路器主触头闭合, 则可满足相角差 $\delta = 0^\circ$ 的条件。

(2) 整步电压随时间 t 周期变化, 当 δ 从 $0^\circ \sim 360^\circ$ 变化一个周期时, 脉动电压也变化一个周期, 也是整步电压的周期, 即

$$T_d = \frac{2\pi}{\omega_d} = \frac{1}{|f_d|} \quad (9-48)$$

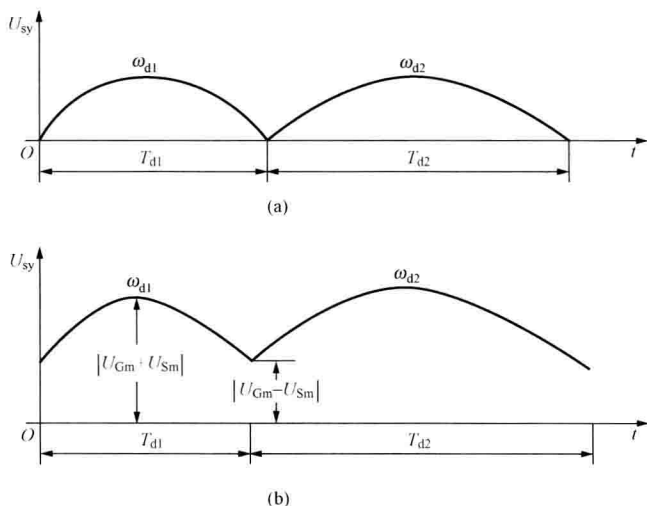


图 9-47 正弦形整步电压波形

(a) $U_G = U_S$ 时整步电压波形; (b) $U_G \neq U_S$ 整步电压波形

整步电压周期与频差的绝对值成反比, 整步电压周期的长短反映了频差的大小。

(3) 整步电压的最低点反映了电压差的大小。当 $U_G = U_S$ 时, 在 $\delta = 0^\circ$ 处 $U_{symin} = 0$; 当 $U_G \neq U_S$ 时, 由图 9-47 (b) 所示相量图应用三角公式可得

$$U_{sy} = \sqrt{U_{Gm}^2 + U_{Sm}^2 - 2U_{Gm}U_{Sm}\cos\omega_d t} \quad (9-49)$$

在 $\delta = 0^\circ$ 处, $U_{sy} = |U_{Gm} - U_{Sm}|$, 为两电压幅值差; 在 $\delta = 180^\circ$ 处, $U_{sy} = |U_{Gm} + U_{Sm}|$, 为两电压幅值和。故通过检测 $\delta = 0^\circ$ 处 U_{sy} 的大小, 可检测同步并列的幅值条件。

2. 合闸脉冲的发出

在频率差、电压差满足要求的前提下, 并列瞬间的相角差不能太大, 要尽量使并列合闸瞬间相角差 $\delta = 0^\circ$ 。由于一般断路器合闸机构为机械操动机构, 从合闸命令的发出, 到断路器主触头闭合, 要经历一段时间, 大约为 $0.1 \sim 0.7s$, 因此要使并列合闸瞬间 $\delta = 0^\circ$, 合闸脉冲不能在 $\delta = 0^\circ$ 时发出, 而必须在 $\delta = 0^\circ$ 之前提前发出, 按提前量的不同, 准同步并列装置可分为恒定越前时间式准同步并列装置和恒定越前相角式准同步并列装置两种。

(1) 恒定越前时间式准同步并列装置。恒定越前时间式准同步并列装置是在 $\delta = 0^\circ$ 之前提前一个时间 t_{vj} 发出合闸命令, 显然这一提前的时间, 应为从发合闸脉冲起到断路器主触头闭合止, 中间所有元件的动作时间之和, 其中主要为断路器的合闸时间。为保证断路器主触头闭合瞬间 $\delta = 0^\circ$, 越前时间应不随频差、压差而变化, 是一个固定的数值, 所以有恒定越前时间之称。以此原理构成的装置, 也被称为恒定越前时间式自动准同步装置。

若 $\delta = 0^\circ$ 之前恒定越前时间 t_{YJ} 发出合闸命令时对应的越前相角为 δ_{YJ} 的, 则 $\delta_{YJ} = \omega_d t_{YJ}$, δ_{YJ} 的值是随 ω_d 而变化的, 其变化规律如图 9-48 所示。

恒定越前时间式准同步并列装置在原理上能保证断路器主触头闭合瞬间实际 $\delta = 0^\circ$, 因而得到广泛的应用。但实际上由于装置的越前信号时间、出口继电器的动作时间以及断路器的合闸时间存在着分散性, 因而并列时仍难免具有合闸相角误差, 这就使并列时的允许滑差角频率 ω_d 受到限制。

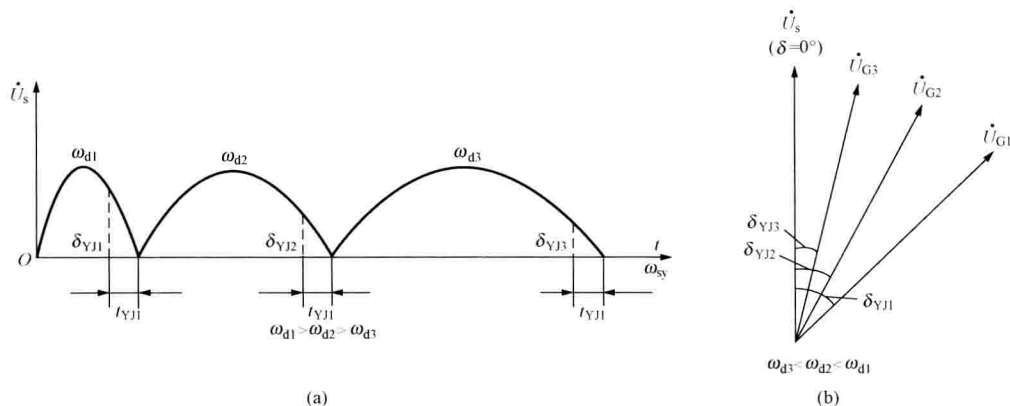


图 9-48 恒定越前时间原理图

(a) 波形图; (b) 相量图

(2) 恒定越前相角式准同步并列装置。恒定越前相角式准同步并列装置是在相角差 $\delta = 0^\circ$ 之前一个固定的相角 δ_{YJ} 下发合闸命令。且 δ_{YJ} 一经整定, 不再改变。

设 δ_{YJ} 为在整定频差 ω_{dy} 下, 断路器合闸时间 t_{QF} 内对应的相角差为

$$\delta_{YJ} = \omega_{dy} t_{QF} \quad (9-50)$$

如图 9-49 所示, 图中电压 U_A 为越前相角的对应的整步电压值, 在 $U_G = U_S$ 时, U_A 与 δ_{YJ} 存在一定的对应关系。按此原理构成的同步装置只有在 $\omega_d = \omega_{dy}$ 时, 能保证合闸时的相角差 $\delta = 0^\circ$ 。当 $\omega_d \neq \omega_{dy}$ 时, 合闸时的实际相角差 $\delta \neq 0^\circ$ 。

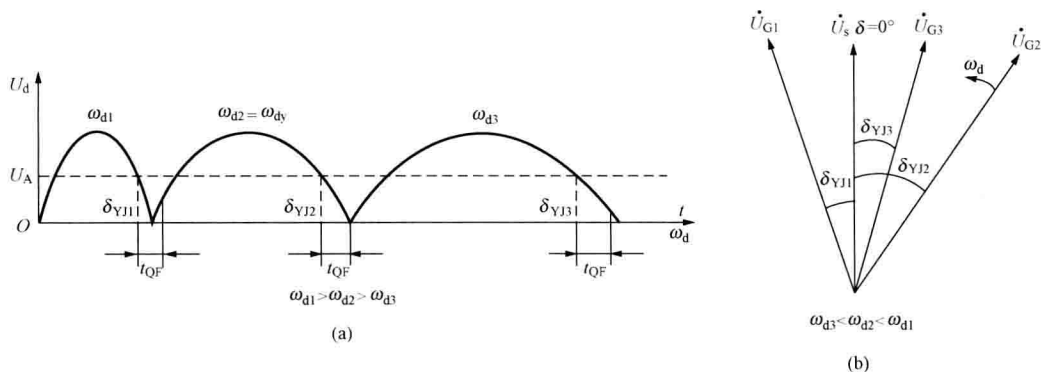


图 9-49 恒定越前相角原理图

(a) 波形图; (b) 相量图

由于恒定越前相角式准同步并列装置在原理上不能保证合闸时的相角差 $\delta = 0^\circ$, 故应用

不多。

3. 同步条件检测原理

用微处理器 (CPU) 等器件构成的数字并列装置, 由于硬件简单, 编程方式灵活, 运行可靠, 运行也日趋成熟, 已成为当前自动并列装置发展的主流。微处理器 (CPU) 具有高速运算和逻辑判断能力, 它的指令周期以微秒计, 这对于频率为 50Hz 的发电机、每周期 20ms 的信号来说, 可以具有足够充裕的时间进行相角差 δ 和滑差角频率 ω_d 近乎瞬时值的运算, 并按照频差值的大小和方向、电压差值的大小和方向确定相应的调节量, 对机组进行调节, 以达到较满意的并列控制效果。同时, 数字式并列装置可以用较为精确的公式, 考虑相角差 δ 可能具有加速运动等问题, 能按照 δ 当时的变化规律, 选择最佳的越前时间发出合闸信号, 这样就可以缩短并列操作的过程, 提高自动并列装置的技术性能和运行可靠性。并列装置引入计算机技术后, 可以较方便地应用检测和诊断技术对装置进行自检, 提高装置的维护水平。

微机自动并列装置同步条件检定, 可借助于微处理器高速处理信息的能力, 利用编制的程序, 在硬件配合下实现。这里简要介绍其基本原理。

(1) 电压检测。交流电压变送器可以把交流电压 u 转变为直流电压 U , 其输出的直流电压与输入的交流电压值成正比。如图 9-50 (a) 所示, CPU 从 A/D 转换接口读取的电压量 D_G 、 D_S 分别表示 U_G 和 U_S 的有效值。设机组并列时允许电压偏差的整定值为 ΔU_{set} 。装置内对应的整定值为 $D_{\Delta U}$ 。当 $|D_G - D_S| \leq D_{\Delta U}$ 时, 允许合闸信号输出, 不必进行电压调整, 当 $|D_G - D_S| > D_{\Delta U}$ 时, 不允许合闸信号输出并进入调整程序, 如 $D_G > D_S$ 时, 并行口输出降压信号, 输出调节信号的宽度与其差值成比例; 反之, 则发升压信号。

(2) 频率的检测。把交流电压正弦信号转换为方波, 经二分频后, 它的半波时间即为交流电压的周期 T 。利用正半周高电平作为可编程定时计数器开始计数的控制信号, 其下降沿即停止计数并作为中断请求信号, 由 CPU 读取其中计数值 N , 并使计数器复位, 以便为下一个周期计数做好准备。图 9-50 (b) 所示为频率检测的原理方框图。

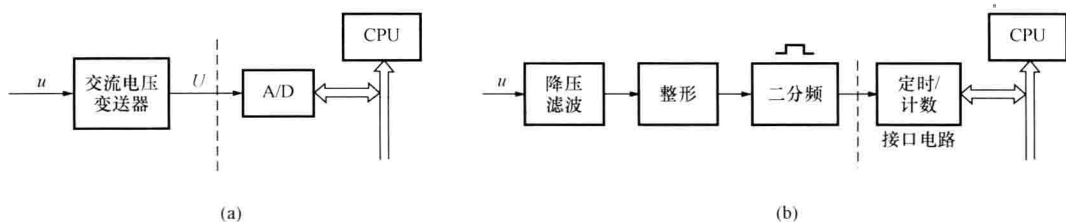


图 9-50 电压和频率测量

(a) 电压检测; (b) 频率检测

设可编程定时计数器的计时脉冲频率为 f_c , 则交流电压的周期为 $T = 1/f$ 。交流电压频率为

$$f = \frac{f_c}{N} \quad (9-51)$$

发电机电压和系统电压分别由可编程定时计数器计数, 主机读取计数脉冲值 N_G 和 N_S , 由式 (9-51) 求得 f_G 和 f_S 。与上述电压检测所采用算式类似, 把频率差的绝对值与设定的允许频率偏差整定值比较, 作出是否允许并列的判断。按发电机频率 f_G 高于或低于系统

频率 f_s 来输出减速或增速信号。选择相角差 δ 在 $0^\circ \sim 180^\circ$ 区间, 调节量按频差值 f_d 成比例进行调节。

(3) 越前时间的检测。由前面的分析可以知道, 恒定越前时间式准同步并列装置, 越前时间一经整定不再改变。在不同的频率差下, 发合闸命令所对应的越前相角不同, 同步装置在频差、压差均合格的情况下, 应能确定在当前的频差下发合闸命令所对应的越前相角位置, 以保证经断路器合闸时间后, 在 $\delta = 0^\circ$ 时主触头闭合, 因此需对相角差 δ 进行检测。通过图 9-51 所示的异或电路可实现相角差 δ 的测量。

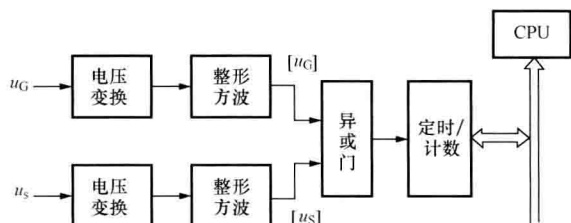


图 9-51 相角差 δ 测量

图 9-51 中, 由电压互感器二次侧 u_G 、 u_S 的交流电压信号被转变成同频、同相的两个方波, 将这两个方波接到异或门, 当两个方波输入电平不同时, 异或门输出为高电平, 如图 9-52 所示。

异或门输出高电平的宽度的不同代表相角差 δ 的变化。通过计数器和 CPU 可读取矩形波的宽度的大小, 求得相角

差 δ 。为了叙述方便起见, 设系统频率为额定值 50Hz, 待发电机的频率低于 50Hz。从电压互感器二次侧来的电压 u_G 、 u_S 波形如图 9-52 (a) 所示, 经削波限幅后得到图 9-52 (b) 所示的方波, 两方波异或就得到图 9-52 (c) 中的一系列宽度不等的矩形波。显然, 这一系列矩形波的宽度 τ_i 与相角差 δ 相对应。系统电压方波的宽度 τ_s 为已知, 它等于 $T_s/2$ (或 180°)。因此可求得

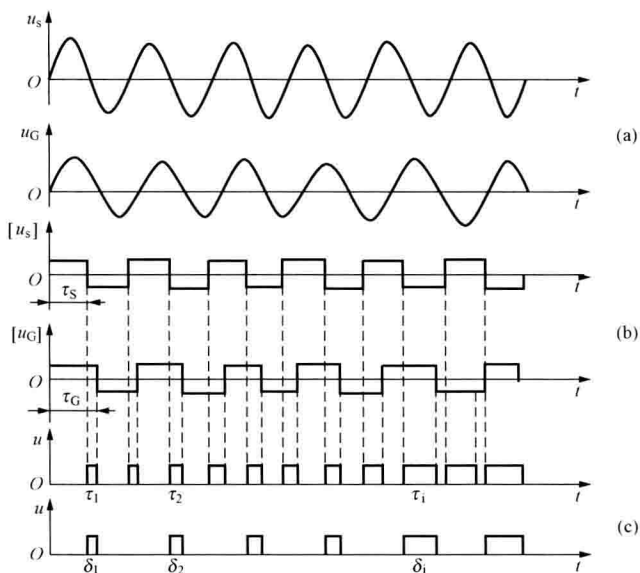


图 9-52 相角差 δ 的波形分析

(a) u_G 、 u_S 波形; (b) $[u_G]$ 、 $[u_S]$ 方波波形;
(c) 异或门输出的矩形波及对应的相角差

$$\delta_i = (\tau_i / \tau_s) \pi \quad (\tau_i \geq \tau_{i-1}, 0 < \delta \leq \pi), \text{ 矩形波逐渐变宽}$$

$$\delta_i = [2\pi - (\tau_i/\tau_s)\pi] = (2 - \tau_i/\tau_s)\pi$$

$$(\tau_i \leq \tau_{i-1}, \pi < \delta \leq 2\pi), \text{ 矩形波逐渐变窄 (图中未示出)} \quad (9-52)$$

对式 (9-52) 中 τ_i 和 τ_s 的值, CPU 可从定时计数器读入求得。如每一工频周期 (约 20ms) 作一次计算, CPU 可记录下 δ_i 随时间变化的轨迹 $\delta(t)$, 如图 9-53 所示。

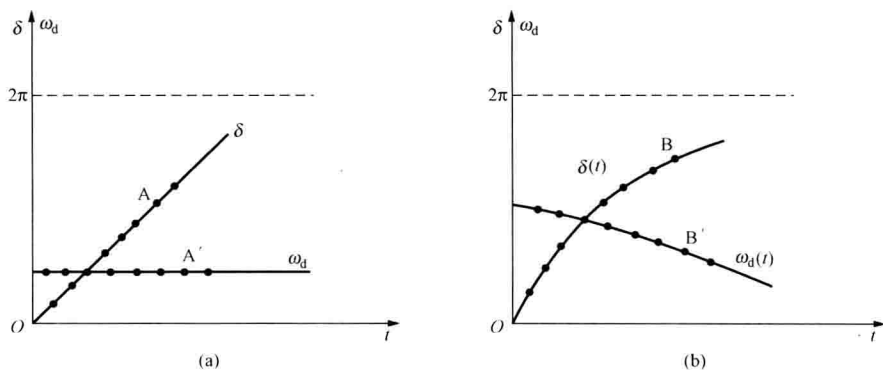


图 9-53 $\delta(t)$ 的轨迹

(a) ω_d 恒定; (b) ω_d 等速变化

利用 $\delta(t)$ 可计算出恒定越前时间所对应的 δ_{YJ} 。计及含有加速度的情况的计算式为

$$\delta_{YJ} = \omega_{di} t_{DC} + \frac{1}{2} \times \frac{\Delta\omega_{di}}{\Delta t} t_{DC}^2 \quad (9-53)$$

$$\omega_{di} = \frac{\Delta\delta_i}{\Delta t} = \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{2\tau_s} \quad (9-54)$$

式中 ω_{di} ——计算点的滑差角速度;

δ_i 、 δ_{i-1} ——本计算点和上一计算点的角度值;

$2\tau_s$ ——两计算点间的时间;

t_{DC} ——中央处理单元发出合闸信号到断路器主触头闭合时需经历的时间。

设 t_c 为出口继电器动作时间, t_{QF} 为断路器的合闸时间, 则

$$t_{DC} = t_c + t_{QF} \quad (9-55)$$

由于两相邻计算点间的 ω_d 变化甚微, 因此 $\Delta\omega_{di}$ 一般可经若干计算点后才计算一次, 所以式 (9-53) 中的 $\frac{\Delta\omega_{di}}{\Delta t}$ 可表示为

$$\frac{\Delta\omega_{di}}{\Delta t} = \frac{\omega_{di} - \omega_{d(i-n)}}{2\tau_s n} \quad (9-56)$$

式中 ω_{di} 、 $\omega_{d(i-n)}$ ——本计算点和前 n 个计算点求得的 ω_d 值。

根据式 (9-53) 可以求出最佳的合闸越前相角 δ_{YJ} 值, 该值与本计算点的相角 δ_i 按下式进行比较 (式中 ϵ 为计算允许误差), 如果

$$|(2\pi - \delta_i) - \delta_{YJ}| \leq \epsilon \quad (9-57)$$

则立刻发出合闸信号;

如果

$$|(2\pi - \delta_i) - \delta_{YJ}| > \epsilon \quad (9-58)$$

又

$$(2\pi - \delta_i) > \delta_{YJ} \quad (9-59)$$

则继续进行下一点计算,直到 δ_i 逐渐逼近 δ_{YJ} 符合式 (9-57) 为止。

在有的自动并列装置中 δ_{YJ} 也可用式 (9-60) 求得

$$\delta_{YJ} = \omega_{di} t_{DC} + \frac{1}{2} \times \frac{d\omega_{di}}{dt} t_{DC}^2 + \frac{1}{6} \times \frac{d^2\omega_{di}}{dt^2} t_{DC}^3 \quad (9-60)$$

式中 $\frac{d\omega_d}{dt}$ 、 $\frac{d^2\omega_d}{dt^2}$ —— ω_d 对 t 的一阶导数、二阶导数。

9.6.3 微机型自动准同步装置组成

微机型自动准同期装置型式较多,但其功能及装置原理是相似的,本节以 SID—2V 型发电机自动准同步装置为例,介绍微机型自动准同期装置的基本原理,装置的逻辑框图如图 9-54 所示。

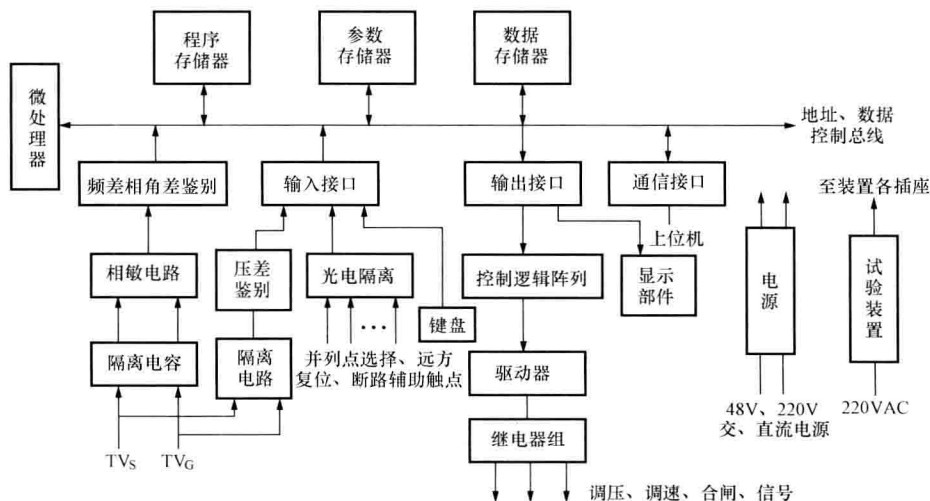


图 9-54 微机自动准同期装置逻辑图

微机自动准同步装置逻辑框图,由微处理器与输入/输出接口构成的微计算机、频差和相角差鉴别电路、压差鉴别电路、输入电路(开关量输入、键盘)、输出电路(显示部件、继电器组)、装置电源和试验装置。现分述如下。

(1) 微计算机。由单片机、存储器及相应的输入/输出接口电路构成(同微机保护微机系统)。

(2) 频差、相角差鉴别电路。从发电机侧和系统侧的 TV 二次电压引入装置,经过隔离电路隔离后,通过相敏电路将正弦波转换为相同周期的矩形波,通过对矩形波电压的过零点检测,即可从频差、相角差鉴别电路中获取计算待并发电机侧及运行系统侧的频率等信息,进而获得频差 ω_d 、 $\Delta\omega_d/\Delta t$ 和相角差 δ 的信息,并为计算理想导前合闸角 δ_{YJ} 创造了条件。

装置每半个工频周期测量一次实时的相角差 δ 值,并在每两个工频周期计算一次理想合闸导前角外,当 $\delta = \delta_{YJ}$ 时装置即发出合闸脉冲。考虑到 δ 的测量以及 δ_{YJ} 的计算均是离散的,为了不漏掉合闸机会,装置采用了一种合闸角的预测算法,从而确保在频差及压差已满足允许值时,能不失时机地捕捉到第一次出现的并网机会。

(3) 压差鉴别电路。采用纯硬件的电压比较电路实现均压控制。压差鉴别电路采用从外

部输入装置的 TV_S 及 TV_G 两电压互感器二次侧电压中提取压差超出整定值的数值及极性信号。该电路具有整定允许压差及检查压差极性的功能。

通过两个电压比较器可分别设定允许电压差的上下限值 U_H 及 U_D , 若并网时的电压差超过允许值范围, 同步装置将发出降压或升压命令。控制信号是一组可由软件整定宽度的脉冲序列。控制量的大小取决于均压控制系数, 这个系数也是在机组运行时进行试设, 取一个控制品质最好的值。

(4) 输入电路。自动准同步装置的输入信号除并列点两侧的 TV 二次电压外, 还要输入如下开关量信号。

1) 并列点选择信号。自动准同步装置不论是单机型还是多机型同步装置, 其参数存储器中都要预先存放好各台发电机的同步参数整定值, 例如导前时间、允许频差、均频控制系数、均压控制系数等。在确定即将执行并网的并列点后, 首先要通过控制台上每个并列点的同步开关(或由上位机控制的相应继电器)从同步装置的并列点选择输入端送入一个开关置信号, 这样同步装置接入后(或复位后)即会调出相应的整定值, 进行并网条件检测。装置可供多台发电机并网共用, 但每次只能为一台发电机服务。如同时给同步装置的并列点选择输入端送上一个以上的开关量信号时, 装置将会给出并列点大于或等于 2 的出错信号。

2) 断路器辅助触点信号。并列点断路器辅助触点是用来实时测量断路器合闸时间(含中间继电器动作时间)的。断路器合闸时间是指发出合闸命令至断路器主触头闭合这段时间。用 SID-2V 型装置的计时功能可以在发出并网命令时开始计时, 直至因开关主触头闭合停止计时, 从而获得开关合闸回路的总体合闸时间。停止计时信号取自于断路器辅助接点, 断路器分闸状态时, 该辅助接点断开。由于同步装置的导前时间整定值越是接近断路器的实际合闸时间, 并网时的相角差就越小, 因而装置在每次并网后测得并列点断路器的实际合闸时间, 并在八位数码显示器上显示实测值。如实测值与原整定值偏差较大, 可考虑重新就地整定导前时间参数。应该指出, 为了能读出测量的合闸时间, 装置在并网结束后要保证不能立即断开供电电源。

应该指出断路器主触头的动作不一定和辅助触点同步, 因此, 这种测量合闸时间的方法是存在误差的。弥补的办法是由录波器在并网时通过记录的脉动电压及同步装置合闸继电器触点动作的波形图, 得到断路器精确合闸时间, 将其与由辅助触点测出的合闸时间的差值在软件上进行修正。也可通过同步瞬间并列点两侧电压的突变这一信息精确计算出断路器合闸时间。

3) 远方复位信号。“复位”是使微机从头再执行程序的一项操作, 同步装置在自检或工作过程中如果出现硬件、软件问题或受干扰都可能导致出错或死机。此时可通过按一下装置面板上的复位按钮或设在控制台上的远方复位按钮使装置复位, 复位后装置可能又正常工作了, 也可能仍旧显示出错或死机。前者说明是装置受短暂的干扰, 而本身无故障; 后者则是装置有故障, 应检查。

“复位”的另一作用是在同步装置处在经常带电工作方式时, 如果要其再起, 则需通过进行一次“复位”操作。因同步装置在上次完成并网后, 程序进入循环显示断路器合闸时间状态, 直到接到一次复位命令后才又重新开始新一轮的并网操作。

4) 面板的按键及拨码开关。同步装置面板上装有若干按键和开关, 这些开关按键也是开关量形式的输入量, 与前述输入开关量不同的是它们不是由装置对外的插座输入, 而是由

装置面板直接输入到并行输入接口电路,分别实现均压功能、均频功能、同步点选择、参数整定、频率显示以及外接信号源类别。

(5) 输出电路。微机自动准同步装置的输出电路分为4类:第1类是控制类,实现自动装置对发电机组的均压、均频和合闸控制;第2类是信号类,装置异常及电源消失报警;第3类是录波类,对外提供反映同步过程的电量进行录波;第4类是显示类,供使用人员监视装置工况,实时参数、整定值及异常情况等信息。

控制命令由加速、减速、升压、降压、合闸、同步闭锁等继电器执行。同步闭锁继电器是在进行装置试验时闭锁合闸回路的。所有继电器的触点断开容量为220V DC、0.5A,如直接驱动被控对象触点容量不够,应加装外部从动继电器。如用于合闸回路,可考虑选用大功率高抗扰MOS无触点继电器,这种继电器断开容量为250V DC、2A,在100ms内可过载到5A。

装置异常及失电信号也是由继电器发出,同步装置的任何软件和硬件故障都将起动报警继电器动作,触发中央音响信号,具体故障类别同时在同步装置的显示器上显示。

为了评价同步装置参数整定值设置的正确性,需要在同步装置并网过程中进行录波,脉动电压及同步装置合闸出口继电器触点能最确切地描述并网过程。因此,这两个电量是同步装置供录波用的输出量。

同步装置面板上有两个显示部件:一个指示并网过程的相角差变化,也反映滑差的极性和大小的同步表;一个显示器主要用来显示参数整定值、频差及压差越限状况、出错信息、待并发电机及系统频率等。

(6) 电源。自动准同步装置使用专门设计的广域交直流两用高频开关电源。电源可由48~250V交直流电源供电。装置内部因电路隔离的需要,使用了若干个不共地的直流电源。选择并列点的外部同步开关触点(或继电器触点)、取用由装置中的一个不与其他电源共地的直流电压作驱动光电隔离器的电源,以免产生干扰。

(7) 试验装置。为便于自动准同步装置的试验,提供了专用的试验开发装置,或装置内部自带试验模块,其功能如下。

1) 产生模拟待并侧及系统侧TV二次电压的信号,电压调节范围为45~140V。

2) 有多路模拟多个并列点同步开关触点的同步点选择开关。

3) 由多个按键组成的控制键盘可实现设置或修改同步参数整定值;修改并列点断路器编号;检查同步装置的全部开关、按键、数码管、发光二极管、继电器、同步表是否正常。

配合同步装置内部的可调频的工频信号源即可对同步装置进行全面的检查及试验。试验装置作为电站的试验设备,可供全厂自动准同步装置共用。

本章小结

专门为同步发电机提供励磁电流的设备,称为励磁系统。励磁系统是由励磁功率单元和励磁调节装置(AER)组成,常见的励磁系统有直流励磁机励磁系统、交流励磁机励磁系统、自并励静止励磁系统等。

同步发电机励磁控制系统的任务有：①控制机端电压；②调节机组间无功功率的分配；③提高电力系统运行稳定性；④改善电力系统的运行条件；⑤水轮发电机组的强行减磁。

励磁调节装置按其构成可分为机电型、电磁型、半导体型和微机型。

半导体励磁调节装置主要由测量比较单元、综合放大单元、移相触发单元等组成。

调差系数定义为

$$\delta = \frac{U_{G0} - U_{G2}}{U_{GN}} = U_{G0*} - U_{G2*} = \Delta U_{G*}$$

调差系数 δ 表征了励磁调节系统维持发电机端电压的能力，无功调节特性也被称为调差特性。并联运行机组间无功功率的分配与各机组的调差特性密切相关。

微机型励磁调节装置是由一专用的计算机控制系统构成，按计算机控制系统来划分，则由硬件（即电气元件）和软件（即程序）两部分组成。

电力系统并列操作一般是指两个交流电源在满足一定条件下的互联操作。对同步发电机并列一般分为准同步并列和自同步并列两种方法。电力系统中把可以进行并列操作的断路器称为同步点。按并列的特征不同，可分为差频并网和同频并网两类。

准同期并列的理想条件为发电机和系统的①电压相序必须相同；②电压幅值相同；③频率相同；④相位相同。

自动准同步并列装置一般由合闸信号控制单元、频率差控制单元、电压差控制单元及电源等基本部分组成。

将脉动电压 u_d 中的频率较高部分滤掉，得到脉动电压的包络线，并经整流后，得到脉动电压的包络线的上半部分，这是一个包含同步信息量的电压，称之为整步电压 U_{sy} 。

准同步并列装置根据合闸脉冲发出时间可分为恒定越前时间式准同步并列装置和恒定越前相角式准同步并列装置两种。

用微处理器（CPU）等器件构成的数字并列装置，由于硬件简单，编程方式灵活，运行可靠，已成为当前自动并列装置发展的主流。

思考题

9-1 励磁调节系统的组成有哪两部分？分别是什么作用？

9-2 励磁调节系统的任务有哪些？

9-3 励磁调节系统的主要性能指标有哪些？

9-4 微机型励磁调节器的优点有哪些？

9-5 微机型励磁调节器的基本工作原理及组成有哪些？

9-6 某电厂两台发电机在公共母线上并联运行，1号机的额定功率为25MW，2号机的额定功率为50MW。两台机组的额定功率因数都是0.85，励磁调节器的调差系数都为0.05。若系统无功负荷波动使电场无功增量为它们总无功容量的20%，问各机组承担的无功负荷增量是多少？母线上的电压波动使多少？

9-7 在题9-6中若1号机调差系数为0.04，2号机调差系数仍为0.05。当系统无功负荷波动仍使无功增加为总无功容量的20%，问各机组的无功负荷增量是多少？母线上的电压是多少？

-
- 9-8 什么是并列操作? 分为哪两类? 各自的特点是什么?
 - 9-9 准同期并列的理想条件是什么? 实际条件一般是如何规定的?
 - 9-10 简述待并发电机并网的暂态过程。
 - 9-11 简述电压差、频率差、相位差对准同期并列的影响。
 - 9-12 简述自动准同步并列装置的组成及各自的作用。
 - 9-13 简述恒定越前时间式准同步并列装置和恒定越前相角式准同步并列装置各自原理和特点。
 - 9-14 简述微机自动并列装置同步条件检定及基本工作原理。

第 10 章 电力系统调度自动化和安全控制

10.1 电力系统调度自动化概述

10.1.1 电力系统调度自动化的任务

电力系统调度的任务可概括为：控制整个电力系统的运行方式，使电力系统在正常状态下能满足安全、优质和经济地向用户供电的要求；在缺电的状态下做好负荷管理；在事故状态下迅速消除故障的影响和恢复正常供电。电力系统调度自动化的任务是综合利用电子计算机、远动和远程通信技术，实现电力系统调度管理自动化，有效地帮助电力系统调度员完成调度任务。

10.1.2 调度自动化系统的基本结构

调度自动化系统按其功能可以分成四个子系统：信息采集和命令执行子系统，信息传输子系统，信息的收集、处理和控制系统，人机联系子系统。

图 10-1 是调度自动化系统的结构简图，主站（简称 MS）安装在调度所，远动终端（简称 RTU）安装在各发电厂和变电站。RTU 和 MS 之间通过远动通道相互通信，实现数据采集、监视和控制。RTU 是调度自动化系统与电力系统相连接的装置，通常 RTU 的功能可划分为远方功能和当地功能。

RTU 与主站配合，可实现远方功能，即遥测、遥信、遥控、遥调四遥功能。RTU 在遥测方面的主要功能是采集电力系统运行参数，如发电机出力、线路潮流、母线电压、有功和无功负荷等；RTU 在遥信方面的主要功能是采集电力系统中继电保护动作信号、断路器的状态信息等。RTU 采集的信息通过通信通道送到主站。RTU 在遥控、遥调方面的主要功能是接收主站送来的调度命令，输出断路器控制信号、功率调节信号或改变设备整定值信号给厂（站）的自动控制装置，并向主站返回已完成的操作信息。

RTU 的当地功能是指 RTU 通过自身或连接的显示、记录设备，就地实现对电力系统的监视和控制的能力。

（1）CRT 显示。CRT 显示器可以显示所在厂（站）的电气主接线图，在这个主接线图上可以实时显示发电机组的运行状态、断路器的位置状态等重要遥信量；也可以在线显示所在厂（站）的实时运行参数。同时，事故变位遥信和遥测越限告警也可通过 CRT 显示器显示出来。

（2）汉字报表打印。与 RTU 相连的打印机可以实现将数据信息打印记录，存档以备查索。

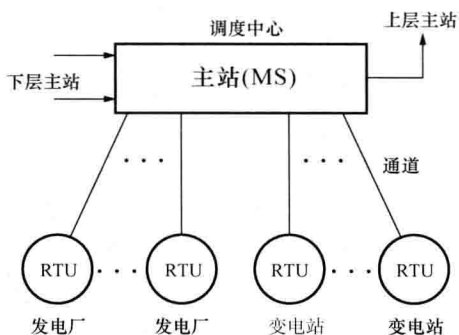


图 10-1 调度自动化系统结构简图

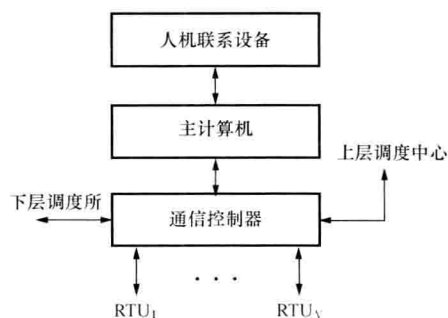


图 10-2 主站系统结构框图

图 10-2 是主站系统的结构示意图。主站的功能包括以下几个方面。

(1) 通信控制器接收厂(站)送来的信息, 将其送往主计算机, 并将主计算机或调度人员发出的调度命令送往各厂(站)。

(2) 主计算机是核心, 负责信息的加工和处理: 检测一些参数是否越限, 断路器是否有变位等, 将结果通过人机联系向调度员报告; 根据各厂(站) RTU 送来的信息决定是否对电力系统实行控制和调节; 接收调度员向计算机输入的各种命令。

(3) 主站还要将经过处理的信息向上层调度中心转发, 通常通过数据通信网进行。

电力系统调度自动化系统构成的一个特点是其分层结构。电力系统实行分层调度控制与集中调度控制相比有许多优点, 可以使各种问题得到比较合理的解决。电力系统调度控制一般分为主调度中心、区域调度中心和地区调度中心三级。

10.1.3 电力系统调度自动化的实现过程

前面已经介绍了调度自动化系统的基本构成, 那又是如何实现电力系统调度自动化的呢? 下面简单介绍其实现过程。

1. 采集电力系统信息并将其传送到调度所

要在调度所对电力系统实行调度控制, 就必须掌握表征电力系统运行状态的运行结构和参数。由于调度所与发电厂、变电站距离遥远, 如何采集这些信息并将它们传送到调度所就成了必须首先解决的问题。电力系统主接线及其中各电气设备的参数是已知的, 可事先将它们输入到调度计算机的数据库中。这样, 只要将电力系统中各断路器的实时状态(断开或闭合)送到调度计算机, 再通过执行一定的程序就可以确定电力系统的实时运行结构。可见, 表征电力系统运行结构的信息是通过电力系统运动的遥信功能送到调度所的。电力系统的运行参数是通过遥测功能传送到调度计算机的。

采集电力系统的运行结构和运行参数等信息是由图 10-1 中的 RTU 完成的。然后由远动通道将 RTU 采集的信息送到安装在调度所的远动终端接口, 再送到调度计算机进行处理。

2. 对远动装置传来的信息进行实时处理

远动装置传来的信息会存在不少的问题, 表征电力系统运行状态的信息经过采集、加工和远距离传输之后会产生误码, 或精度不高, 或信息不齐全。因此, 调度计算机要对远动装置传来的遥测数据和遥信信息进行处理, 处理的内容包括: 发现并纠正错误数据和信息, 提高数据精度和补齐缺少的数据。信息处理是电网调度自动化系统的功能之一, 称为电力系统状态估计。这部分内容将在本节后面介绍电网调度自动化系统的功能时加以介绍。

3. 做出调度决策

调度计算机内有了表征电力系统运行状态的完整而准确的信息之后, 通过执行各种应用程序对电力系统的运行状态进行自动分析, 对如何保证电力系统安全、优质和经济运行做出调度决策, 决定是否对电力系统当前的运行状态进行调节或控制、如何调节和控制等。

4. 将调度决策发送到电力系统去执行

调度决策可以由调度计算机做出,也可以由调度人员做出。调度决策通过远动装置的遥控和遥调功能送到发电厂和变电站,由安装在那里的 RTU 接收后,再送往安装在发电厂和变电站的自动装置或设施去执行,也可以由现场运行人员去执行。

5. 人机联系

人机联系是调度自动化中值得特别强调的一点,因为以计算机为核心的电力系统调度自动化在人的干预下才能更好地工作。调度值班人员的经验还不可能用计算机代替。在目前技术水平下,电力系统接线的改变、事故处理等,运行人员的作用是不可忽视的,而计算机只能起辅助作用。调度计算机的硬件和软件应该有足够的人机联系功能。人机联系常用的设备一般包括 CRT 显示器、调度模拟屏、操作键盘、屏幕游标定位部件、音响报警装置、趋势记录仪、绘图仪、画面拷贝机等。调度员可以利用 CRT 显示器和调度模拟屏了解电力系统的运行状况以及调度自动化系统的工作情况,利用键盘把命令和要求输入计算机,把需要记录的数据用打印机或绘图设备输出。

10.1.4 电网调度自动化系统的功能

电网调度自动化系统是各研发单位推出的许多不同规格、不同档次、不同功能的电网计算机控制系统的一个总称。一般可将电网调度自动化系统按功能分为三种档次:最基本的一种称为监视控制与数据采集系统(SCADA);然后是在 SCADA 的基础上增加了一些功能,如自动发电控制(AGC)和经济调度(EDC)等,即 SCADA+AGC/EDC;而功能最完善的一种被称为能量管理系统(EMS)。由于各级调度中心的职责不同,因而对其调度自动化系统的功能要求也是不同的。可以根据电网的具体情况,选用不同档次的产品。下面简单介绍其主要功能的含义和内容。

1. 监视控制与数据采集(SCADA)

监视控制与数据采集功能是通过数据采集和监控子系统完成的,对电力系统运行信息进行采集、处理、显示、告警和打印,以及对电力系统异常或事故的自动识别。通过人机联系设备对断路器、隔离开关、静电容器组等设备进行远方操作,对发电机有功出力 and 无功出力进行远方调节。监视控制与数据采集功能是调度自动化系统的基本功能,它为自动发电控制、经济调度、安全分析等高层次功能提供实时数据和各种实用性支持,如画面管理、人机交互管理、制表打印管理、数据库管理等。

虽然不同层次的调度自动化系统所具有的功能不同,但是不管哪一个层次的调度自动化系统都必须具有监视控制与数据采集功能。

2. 自动发电控制和经济调度(AGC/EDC)

自动发电控制和经济调度功能是以 SCADA 功能为基础而实现的功能。AGC 功能是为了实现下列目标。

(1) 对于独立运行的省网或大区电网,AGC 的目标是自动控制网内各发电机组的出力,以保持电网频率在规定范围内。

(2) 对于跨省的互联电网,各控制区域 AGC 的目标是既要承担互联电网的部分调频任务,以共同保持电网频率在规定范围,又要保持联络线交换功率在计划值允许范围内。

与 AGC 相配套的在线经济调度控制是调度自动化系统的一项重要功能。在安全运行的前提下,对所辖电网范围内的机组负荷进行经济分配,从而使全系统的发电成本最低。

AGC 是对电力系统进行实时闭环控制的程序, AGC 程序几秒钟执行一次, EDC 最初仅进行离线计算, 现在也成为几分钟就启动一次的在线程序了。

3. 状态估计 (SE)

电力系统状态估计是 EMS 系统的重要功能之一。SCADA 系统收集的实时数据会存在明显的问题, 如数据不齐全、数据不精确及受干扰时会出现错误数据。状态估计是一种计算机程序, 就是对电力系统的某一时间断面的遥测量和遥信信息进行实时数据处理, 目的是通过计算机处理自动排除偶然出现的错误数据和信息、提高实时数据的精确度、补足缺少的数据和信息, 从而获得表征电力系统运行状态的完整而准确的信息。状态估计程序输入的是低精度、不完整、偶尔还有错误数据的“原始数据”, 输出的是精度高、完整、可靠的数据。由这样的数据组成的数据库称为“可靠数据库”。电网调度自动化系统的许多高级应用软件, 都是以可靠数据库的数据为基础的, 可见状态估计这一功能的重要程度。

4. 安全分析 (SA)

电力系统安全分析分为静态安全分析和动态安全分析。电力系统静态安全分析是应用电力系统的实时数据, 对一些可能出现的假想事故进行在线的计算分析, 用以校核这些事故发生后电力系统稳态运行方式的安全性, 判断出各种事故对电力系统安全运行的危害程度, 以便使运行人员预先提高警惕或采取措施。而动态安全分析是包括事故后动态过程的安全分析, 校核因假想事故发生后电力系统能否保持稳定运行的离线稳定计算。EMS 系统的安全分析功能指静态安全分析。

5. 调度员模拟培训 (DTS)

调度员模拟培训系统 (DTS) 是培训运行操作人员的有效工具。它利用计算机模拟实际电力系统的运行特性, 用调度人员熟悉或易于掌握的人机界面, 逼真地再现受训者所在电力系统的静态和动态特性及事故恢复过程, 使他们有身临其境的感觉, 可以增进对系统的了解, 积累处理事故的经验, 提高处理事故的能力。

DTS 不仅能培训调度员, 还可以对运行支持人员、规划和决策人员、软硬件开发人员和控制中心设计人员等进行培训。其主要功能有: 正常情况下的基本操作训练, 如开关操作、倒闸操作、系统的并列与解列等; 紧急状态下的事故处理培训; 事故后电力系统的恢复操作培训; 预防性操作及操作后的分析。

调度自动化系统是随着电力系统发展的需要和计算机技术及通信技术的发展而变化的, 电网调度自动化技术的发展, 可以使电网运行的安全性和经济性达到更高的水平。

10.2 电力系统的安全控制

10.2.1 概述

1. 关于电力系统安全性的概念

电力系统安全性包括两个方面内容: ①电力系统突然发生扰动 (例如突然发生短路) 时不间断地向用户连续正常供电的能力; ②电力系统的整体性, 即电力系统维持联合运行的能力。保证电力系统的安全性要通过合理规划、设计和运行管理实现。

一个规划设计合理、维护良好的电力系统如果调度控制失当也会降低安全性。从电力系统调度控制的角度提高电力系统的安全性, 是指对已经形成的电力系统加强运行监视、做好

调度控制、优化系统的运行结构和参数以及做好安全分析和安全控制等。目前有一种观点认为,电力系统的安全性是表征电力系统短时间内的抗干扰能力(在事故情况下维持电力系统连续供电的能力),是在电力系统实时运行中要解决的问题。

在实际运行中,一般用安全储备系数和干扰出现的概率来确定一个电力系统的安全水平。首先,一个电力系统运行的安全水平与事故概率有关。如果电力系统中的运行设备维护及时、完好率高,这个系统出现因设备偶然损坏造成事故的概率就小,这个系统运行的安全水平就高;反之安全水平就低。如果系统中有关人员均训练有素,尽职尽责,能够防患于未然,就会减少因人为失误造成的事故,系统的安全水平就高,反之,安全水平就低。其次,电力系统的安全水平与其是否有足够的安全储备有关。安全储备可以理解为备用容量,包括有功备用、无功备用和线路传输能力备用等。线路的安全储备系数是指实际线路潮流与该线路极限传输能力之差占实际潮流的百分数。

应当指出,绝对安全的电力系统是不存在的,干扰和事故是不可避免的,重要的是应尽量减少发生事故的概率。在事故发生后,电力系统应能依靠本身能力、继电保护和自动装置的作用,运行人员的正确控制操作,使事故得到及时处理,尽量减少事故的范围及所带来的损失和影响。

一个电力系统如果有充足的备用、合理的运行结构和较高的设备完好率,再通过调度自动化系统加强对全系统的安全监视、安全分析和安全控制,该系统就有较高的安全水平。

2. 电力系统安全控制的主要内容

电力系统安全控制的主要内容包括以下几个方面。

(1) 安全监视。安全监视是对电力系统的实时运行参数(频率、母线电压、注入有功和无功功率、线路有功和无功功率等)以及断路器状态和操作次数进行全过程的连续监视,当出现参数越限和开关变位时即进行报警,而由运行人员进行适当的调整和操作。

(2) 安全分析。安全分析是在安全监视的基础上,对电力系统的运行状态做出安全评价,即对各种可能发生的假想事故进行快速的计算分析。如发现在可能发生的事中会出现不安全的状态,则由运行人员根据显示的分析结果进行必要的调整控制,以改善运行水平。

安全分析包括静态安全分析和动态安全分析。静态安全分析只考虑假想事故后稳定运行状态的安全性,不考虑当前的运行状态向事故后稳定运行状态的动态转移。而动态安全分析则是对事故后动态过程的分析,着眼于系统在假想事故中有无失去稳定的危险。

(3) 安全控制。安全控制是指在电力系统各种运行状态下,为了保证电力系统安全运行所进行的各种调节、校正和控制。电力系统正常运行状态下安全控制的首要任务是监视不断变化着的系统运行参数,并根据日负荷曲线调整运行方式和进行正常的操作控制(如起、停发电机组,调节发电机输出功率,调整变压器分接头的位置等),使系统运行参数维持在规定的范围内,以满足正常供电的需要。安全控制还包括电力系统紧急状态下的安全控制和事故后的恢复控制。电力系统紧急状态下的安全控制包括电力系统频率紧急控制、电压紧急控制和稳定紧急控制。

10.2.2 电力系统的运行状态

电力系统的安全控制与电力系统的运行状态是相关的,需要将电力系统的运行状态进行分类,以便说明在不同运行状态时应如何对电力系统实行控制。电力系统的运行状态可以用一组微分方程组描述。方程组除了要满足等式约束条件(有功功率平衡和无功功率平衡)

外，还要满足不等式约束条件，即系统的各种运行参数都必须在安全允许的限值以内。如系统频率、母线电压、发电机输出功率和线路潮流等。电力系统的运行状态及其相应转换关系如图 10-3 所示。

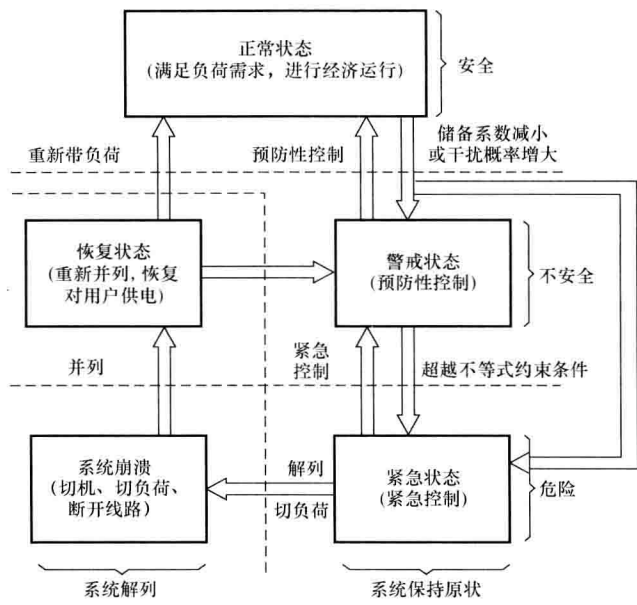


图 10-3 电力系统运行状态示意图

1. 正常运行状态

正常运行状态是电力系统能够保持安全性的一种运行状态。在正常运行状态下系统应满足所有等式和不等式约束条件，系统内的发电机有一定的旋转备用容量，输变电设备也有一定的富余容量，在负荷增加或减少时，系统频率和电压值在质量指标规定的范围内，并向系统用户供应合格的电能。这样的系统可以承受各种可预见的 $n-1$ 扰动，如一条输电线或一台发电机断开等，而不会产生任何有害后果（如频率越限、设备过载等）。

2. 警戒状态

当负荷增加过多，或发电机组因出现故障不能继续运行而计划外停运，或者因发电机、变压器、输电线路等电力设备的运行环境恶化，使电力系统中的某些电力设备的备用容量减少，电力系统不能承受正常的干扰时，就进入了警戒状态。

在警戒状态下，表面上与正常运行状态毫无区别，各种约束条件也都能满足，仍能向用户供应合格的电能，从用户的角度来看，电力系统仍处于正常状态。但是，电力系统不能承受某种 $n-1$ 扰动，假如该种 $n-1$ 扰动真的发生，就会产生严重的后果。例如，使某些变压器或线路过载，使某些母线电压低于下限值等。因而，处于警戒状态的电力系统是不安全的，应及时采取预防性控制措施，使系统恢复到正常状态。例如，调整发电机出力和负荷配置、切换线路等。

3. 紧急状态

一个处于正常状态或警戒状态的电力系统，如果受到严重干扰，比如短路或大容量发电机组的非正常退出工作等，就有可能进入紧急状态。

在紧急状态下,电力系统的某些不等式约束条件遭到破坏,比如某些线路或变压器过载;某些母线电压低于下限值等。这时的等式约束条件仍能得到满足,系统中的发电机组继续同步运行。处于紧急状态的电力系统是危险的。在这种情况下,如果能及时而正确地采取一系列紧急控制措施,就有可能使系统恢复到警戒状态乃至正常状态。

4. 系统崩溃

在紧急状态下,如果不及时采取有效的控制措施,就会使系统的运行状态进一步恶化,严重时可能使系统失去稳定而不得不解列成几个较小的系统,这时,电力系统就进入了崩溃状态。

系统崩溃时,在一般情况下,解列成的各个子系统中等式和不等式约束条件均不能成立。一些子系统由于电源功率不足,不得不大量切除负荷;而另一些子系统可能由于电源功率大大超过负荷功率而不得不让部分发电机组解列。

5. 恢复状态

通过自动装置和调度人员的调度控制,在崩溃系统大体上稳定下来以后,可使系统进入恢复状态。这时调度控制应重新并列已解列的机组,增加并联运行机组的出力,恢复对用户供电,将已解列的系统重新并列,根据实际情况将系统恢复到正常状态或警戒状态。

10.2.3 各种运行状态的安全控制

1. 正常运行时的安全控制

将警戒状态与正常运行状态的安全控制在一起讨论,统称为正常运行时的安全控制,是因为警戒状态与正常运行状态表面上完全相同,只有经过静态安全分析($n-1$ 校核)才能将警戒状态区分出来。

电力系统正常运行时的控制分为常规调度控制和预防性安全控制。常规调度控制是电力系统处于正常状态时的控制,控制的目的是在保证电力系统优质、安全运行的条件下尽量使电力系统运行得更经济。预防性安全控制是电力系统处于警戒状态时的控制。

为了保证电力系统正常运行的安全性,首先在编制运行方式时就要进行安全校核;其次,在实际运行中,要对电力系统进行不间断的严密监视,对电力系统的运行参数,如频率、电压和线路潮流等不断地进行调整,始终保持最可能的最佳状态;同时,还要对可能发生的假想事故进行安全分析,当确认当前属警戒状态时,可以预先采取某些防范措施,对当前的运行状态进行某些调整,使该假想事故真的发生也不会产生严重后果,这就是预防性安全控制。

预防性安全控制是针对可能发生的事故会导致不安全状态所采取的调整控制措施,这种事故是否会发生是不确定的。如果预防性控制需要较大地改变现有运行方式,对系统运行的经济性很不利,此时由调度人员根据具体情况作出决策,也可以不采取任何行动,但应当加强监视,做好各种应对预案。预防性安全控制与常规调度控制的最大差别,就在于预防性。通过预防性控制,可以避免电力系统从正常状态向不正常状态转移。

2. 紧急状态的安全控制

电力系统紧急状态控制的目的是迅速抑制事故及异常状态的发展和扩大,尽量缩短故障延续时间、减少事故对电力系统非故障部分的影响,使电力系统尽量维持在一个较好的运行水平。

紧急状态控制可以分为三个阶段。第一阶段是事故发生后快速而有选择性地切除故障,

这主要由继电保护和自动装置完成，目前最快可以在一个周波（约 20ms）内切除故障。第二阶段是故障切除后的紧急控制，控制目标是防止事故扩大和保持系统稳定，使系统恢复到警戒状态或正常状态。这时需要采取各种提高系统稳定性的措施，在必要时允许切除一部分负荷。第三阶段是在上述措施均无效的情况下，将系统在适当地点解列，并努力使每个小系统正常运行。

继电保护和自动装置是电力系统紧急状态控制的重要组成部分，这些装置的综合作用如图 10-4 所示，图中左边序号的意义为：①电力系统发生扰动；②继电保护动作；③自动重合闸动作；④提高电力系统稳定性的其他自动装置动作；⑤电力系统失步和解列。

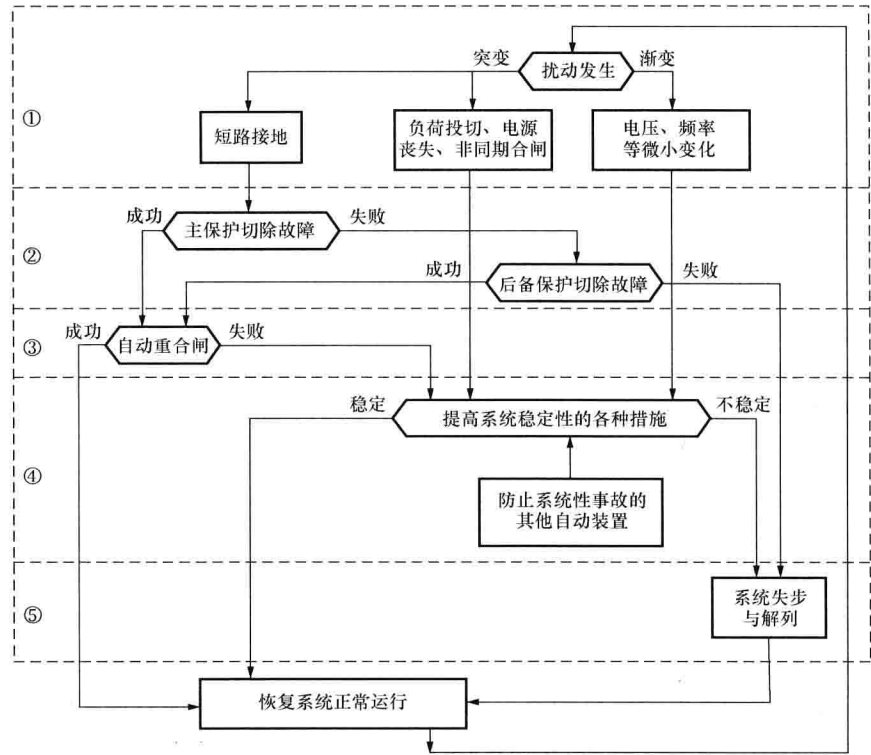


图 10-4 电力系统紧急状态自动控制示意图

电力系统的紧急状态控制是全局控制问题，不仅需要系统调度人员正确调度指挥以及电厂、变电站运行人员认真监视和操作，而且需要自动状态的正确动作来配合。下面分几个方面加以介绍。

(1) 电力系统频率的紧急控制。当系统内大机组突然退出运行、有大量负荷突然投入或突然大面积切除负荷时，由于出现电源和负荷间有功功率的严重不平衡，会引起系统频率大幅度急剧下降或上升，威胁到电力系统的安全运行。一般来说，系统频率过高时，及时切除部分电源就可以使系统频率下降，而制止系统频率急剧下降则要困难和复杂得多。这是因为频率过低会对电力系统造成灾难性的后果，必须迅速制止频率下降，同时又要保证在不引起频率崩溃的前提下尽量保证更多的用户用电，而不能把切除负荷作为抑制频率下降的主要手段。在频率大幅度下降时，应当立即采取以下几项紧急控制措施。

1) 立即增加具有旋转备用容量的发电机组的有功功率。

2) 立即将调相运行的水轮发电机组改为发电运行, 立即将抽水蓄能水电站中正在抽水运行的机组改为发电运行。所有水电站和抽水蓄能电站都应装备按频率自动投入备用机组装置。

3) 迅速起动备用机组。

4) 由按频率自动减负荷装置根据频率降低的程度, 分几轮切除不重要的负荷。

5) 将火电厂内一台或几台机组与系统解列, 解列的机组要专门带厂用电及部分重要负荷, 以防止由于频率继续下降使整个发电厂瓦解; 这样做的另一个好处是有利于恢复阶段使已崩溃的电力系统重新恢复到正常状态或警戒状态。

6) 短时间内降低电压。在短时间里降低系统电压 $5\% \sim 8\%$, 利用负荷的“电压效应”自动地减少负荷功率, 以缓和有功功率供需不平衡的矛盾, 抑制系统频率下降, 这样可以为其他措施发挥作用赢得时间。据报道, 短时降低电压的方法只在国外一些电力系统采用。

(2) 电力系统电压的紧急控制。当无功电源突然被切除, 或者无功电源不足的系统中无功负荷缓慢、持续地增加到一定程度时, 会导致系统电压大幅度下降, 甚至出现电压崩溃现象, 这时应采取紧急措施把电压控制在允许范围, 通常这些措施包括:

1) 立即增大发电机励磁电流, 增加发电机无功功率, 甚至可以在短时间内让发电机过电流 15% 运行。

2) 立即增大调相机的励磁电流, 增加调相机的无功功率。

3) 立即投入并联电容器, 调节静止补偿器使其发挥最大无功功率。

4) 迅速调节有载调压变压器的分接头。

5) 起动备用机组。

6) 在上述方法均无效时, 可将电压最低点的负荷切除, 这是一种不得已的办法。

(3) 电力系统的稳定性控制。所谓电力系统稳定问题是指电力系统受到某种扰动后, 能否重新回到原来的稳定运行状态或者安全地过渡到一个新稳定状态的问题。电力系统发生故障后, 如处理不及时使故障延长, 会导致系统稳定性破坏和引起系统振荡; 如果并网时非同步合闸或发电机突然失磁, 也会引起系统振荡。电力系统振荡时, 各电源间联络线上的功率、电流和系统内某些节点的电压均会出现不同程度的周期振荡是一种严重的系统性事故, 可能使系统中一台或几台发电机失步, 这时系统就失去稳定, 将会严重影响正常供电, 损坏电气及机械设备, 甚至导致系统崩溃。为此, 必须采取紧急的稳定控制措施, 尽快平息振荡, 恢复系统稳定运行。电力系统紧急状态下常用的稳定控制措施有以下几种。

1) 切除部分发电机组。在短路故障或输电线路断开时, 送端发电机发出的有功功率突然减少。由于机组的机械惯性和调速系统具有时间常数, 使原动机输入功率的减少没有发电机发出的有功功率减少得那么快, 于是就出现了过剩功率, 为了不使发电机加速而失去稳定, 可迅速切除部分送端的发电机组, 使剩余机组的原动机输入功率和输出的有功功率尽可能保持平衡, 抑制发电机转子的加速。对于水轮发电机, 这种切机措施是很有效的, 因为水轮发电机在切除后能很快重新起动, 在故障消除后可以立即重新投入系统, 可以在数十秒或稍长一些的时间里恢复正常供电。对于汽轮发电机, 重新启动过程要慢得多, 需要数十分钟到几个小时的时间, 所以不能很快恢复正常工作。因此, 只有在没有其他更有效的措施时, 才采取自动切除汽轮发电机来提高系统的稳定性。

2) 电气制动。为了减少故障切除后的过剩功率, 防止发电机加速而失去稳定, 可以在

发电机端并联制动电阻,在发生故障后迅速投入,以吸收过剩功率,这就是电气制动。制动电阻应分成若干组,根据故障严重程度分别投入不同电阻值的制动电阻。

电气制动只用于水电厂,而且制动电阻的容量需足够时才有效。制动电阻的投入和切除时间很重要,控制得不好就会出现过制动或欠制动。一般在故障后立即投入制动电阻,在机组第一个摇摆周期的最大功率角时切除。因为要求快速投入电阻,所以要求采用特制的快速投入断路器。

3) 快关汽门。在输电线路发生故障并使火电厂发电机输出的有功功率突然减少时,汽轮机输入的功率来不及变化,于是就产生过剩功率,使发电机转速升高,造成发电机功角逐渐增大,最终将导致失步。快关汽门是减少功率过剩的有效措施。一般关闭中压缸前的截止阀门,这是因为中压缸前的截止阀门前面是过热器,有一定容积起调节作用,不致影响锅炉运行,也不致使安全阀动作。

从理论上讲,快关汽门对提高机组的暂态稳定性是一种有效措施,因而也是提高电力系统暂态稳定性的有效措施。但是由于由锅炉和汽轮机组成的热力系统结构和运行都很复杂,快关汽门可能会影响锅炉的稳定燃烧,或发生其他问题。因此,电厂对应用此项措施比较谨慎,实际应用很少,快关汽门的运行经验也不足。

4) 采用快速励磁系统。快速励磁系统可以有效地提高电力系统静态稳定的功率极限;强行励磁可以改善电力系统的暂态稳定性;电力系统稳定器(PSS)对抑制低频振荡改善电力系统稳定性有很大作用。

5) 切除部分负荷。在某些特定运行方式下发生某些形式的故障时,继电保护动作跳开故障线路的同时联切一部分负荷对电力系统稳定性有明显的好处。可以由跳开线路的断路器的辅助触点发出联切负荷的起动信号,通过远动通道传给有关变电站。切除负荷的数值事先由计算机离线计算确定。一般在短路故障0.5s内切除负荷,然后在大约15s内分级将这些负荷重新投入。这种快速切负荷与低频减负荷不同,切负荷时系统频率并没有降低,切负荷的目的是防止系统失步。

6) 再同步控制。若以上防止系统失步的措施均不能奏效,不能保证系统稳定运行。电力系统稳定破坏的主要特征是系统内并联运行的同步发电机组失去同步,电力系统出现振荡。由于振荡对电力系统和用户都有较大的影响,所以在系统出现振荡时应当尽快采取措施,使系统内机组在经过短时间的异步运行后重新恢复到同步运行,即再同步控制。

再同步控制是指自动控制未能阻止系统振荡时,调度人员实施的调度控制。调度控制的原则是设法缩小电力系统中各发电机间的频率差:对于频率升高的部分减少原动机输入功率或切除部分机组,使该部分的频率降低;对于频率降低的部分则应动用备用出力或切除部分负荷,使频率升高。

7) 解列。系统发生失步,且再同步无效后,唯一的办法就是在适当的地点将系统解列,以避免事故在全系统进一步扩大,待事故消除后再将分开的各部分系统并列起来,恢复正常运行。

解列点的选择,应尽量使解列后各部分系统(子系统)的功率基本平衡,以防止解列后的电力系统内部频率、电压的急剧变化。解列点选择时还要适当考虑操作的方便性,如解列的电力系统再并列比较方便、通信可靠性高、远动设备水平高等。此外,系统解列时如断路器拒动,则备用的相邻断路器应自动带延时跳闸。因此,一个系统内解列点不宜设置过多,

应选在有功、无功功率的分界点上,或交换功率最小处。

3. 恢复状态的安全控制

电力系统恢复状态控制就是将已崩溃的系统重新恢复到正常状态或警戒状态。恢复状态控制首先要使已分开运行的各小系统的频率和电压恢复正常,消除各元件的过负荷状态。然后再将已解列的系统重新并列,并逐个恢复停电用户的供电。

目前,上述控制大多是由人工操作完成的,费时费事,严重影响了恢复供电的速度。国外已有一些变电站和水电厂装有自动恢复装置,并正在进一步研究电力系统的综合自动恢复控制。随着我国电力系统调度自动化技术的普及和提高,恢复操作的自动化技术肯定也会得到应用和发展。

电力系统是一个非常复杂的系统,每次重大事故之后的崩溃状态不同,因此恢复状态的控制操作必须根据具体情况进行。一般恢复状态控制应包括以下几个方面。

(1) 确定系统的实时状态。通过远动和通信系统了解系统解列后的状态,了解各小系统的频率和母线电压,了解设备完好情况和投入或断开状态、负荷切除情况等,这是系统恢复控制的依据。

(2) 维持现有系统的正常运行。电力系统崩溃以后,要加强监控,尽量维持仍旧运转的发电机组及输、变电设备的正常运行,调整有功、无功出力 and 负荷功率,使系统频率和电压恢复正常,尽可能保证向未被断开的用户供电。

(3) 恢复因事故被断开的设备的运行。首先要恢复对发电厂辅助机械和调节设备的供电,恢复变电站的辅助电源。然后起动发电机组并将其并入电力系统,增加其出力;重新投入输电线路;根据被断开负荷的重要程度和系统的实际可能,逐个恢复对用户供电。

(4) 重新并列被解列的系统。在被解列成的小系统恢复正常后,将它们逐个重新并列,使系统恢复正常运行,逐步恢复对全系统供电。

在恢复过程中,应尽量避免出力和负荷间的动态不平衡以及线路过负荷现象的发生,应充分利用自动监视和越限报警功能,监视恢复过程中系统频率、各重要母线电压、线路潮流等运行参数,以确保每一恢复步骤的正确性。

本章小结

本章介绍了电力系统调度自动化和安全控制两方面的内容。调度自动化方面主要介绍其任务、结构、功能、调度自动化的实现过程以及我国调度自动化系统的分层控制,安全控制方面主要讲述安全控制的主要内容、电力系统的各种运行状态及其安全控制。

电力系统调度自动化的实现过程中要经过采集电力系统信息并将其传送到调度所、对远动装置传来的信息进行实时处理、做出调度决策、将调度决策发送到电力系统去执行等几个环节。电网调度自动化系统的功能包括监视控制与数据采集、自动发电控制和经济调度、状态估计、安全分析和调度员模拟培训等。

电力系统的运行状态分为正常运行状态、警戒状态、紧急状态、系统崩溃与恢复状态,电力系统的安全控制是与各种运行状态相关的。电力系统紧急状态下常用的稳定控制措施有

切除部分发电机组、电气制动、快关汽门等方法。

思 考 题

- 10-1 电力系统调度自动化的任务是什么?
- 10-2 电网调度自动化系统的功能有哪些?
- 10-3 何谓四遥功能?
- 10-4 RTU 的基本功能是什么?
- 10-5 电力系统运行可分哪几种状态? 各有何特点? 简述各种运行状态下安全控制的主要内容。
- 10-6 试述电力系统在紧急状态时是如何进行安全控制的。

参 考 文 献

- [1] 贺家李, 宋从矩. 电力系统继电保护原理 (增订版). 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [2] 许正亚. 电力系统继电保护 (上册). 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [3] 许正亚. 电力系统继电保护 (下册). 北京: 中国电力出版社, 1997.
- [4] 许正亚. 变压器及中低压网络数字式保护. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [5] 水利电力部电力生产司. 继电保护. 北京: 水利电力出版社, 1985.
- [6] 能源部西北电力设计院. 电力工程电气设计手册: 电气二次部分 2. 北京: 水利电力出版社, 1991.
- [7] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用. 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [8] 南京电力学校. 电力系统继电保护. 北京: 水利电力出版社, 1984.
- [9] 张志竟, 黄玉铮. 电力系统继电保护原理与运行分析 (上册). 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [10] 张宇辉. 电力系统微型计算机继电保护. 北京: 中国电力出版社, 2000.
- [11] 罗士萍. 微机保护实现原理及装置. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [12] 谷水清. 微机型线路保护原理及装置. 沈阳: 辽宁大学出版社, 1999.
- [13] 陈德树. 计算机继电保护原理与技术. 北京: 水利电力出版社, 1992.
- [14] 李骏年. 电力系统继电保护. 北京: 水利电力出版社, 1992.
- [15] 王维俭. 大型机组继电保护理论基础. 北京: 水利电力出版社, 1989.
- [16] 国家经济贸易委员会电力司. 电力技术标准汇编电气部分. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [17] 卓乐有. 电力工程电气设计手册: 电气二次部分. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [18] 崔家佩. 电力系统继电保护与安全自动装置整定计算. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [19] 王广延. 电力系统元件保护原理. 北京: 水利电力出版社, 1987.
- [20] 陈继森, 熊为群. 电力系统继电保护. 北京: 水利电力出版社, 1995.
- [21] 丁书文. 电力系统微机型自动装置. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [22] 张瑛, 赵芳, 李全意. 电力系统自动装置. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [23] 唐建辉, 黄红荔. 电力系统自动装置. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [24] 商国才. 电力系统自动化. 天津: 天津大学出版社, 1999.
- [25] 王士政. 电力系统控制与调度自动化. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [26] 谷水清. 配电系统自动化. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [27] 丁书文. 电力系统微机型自动装置. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [28] 丁书文. 变电站综合自动化原理及应用. 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [29] 韩富春. 电力系统自动化技术. 北京: 水利水电出版社, 2003.
- [30] 张保会, 尹项根. 电力系统继电保护. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [31] 王维俭. 电力系统继电保护基本原理. 北京: 清华大学出版社, 1991.
- [32] 许建安, 连晶晶. 继电保护技术. 北京: 水利水电出版社, 2004.
- [33] 许建安. 继电保护整定计算. 北京: 水利水电出版社, 2004.
- [34] 马永翔, 王世荣. 电力系统继电保护. 北京: 中国林业出版社, 2006.